



Relazione Finanziaria Annuale 2012

Missione

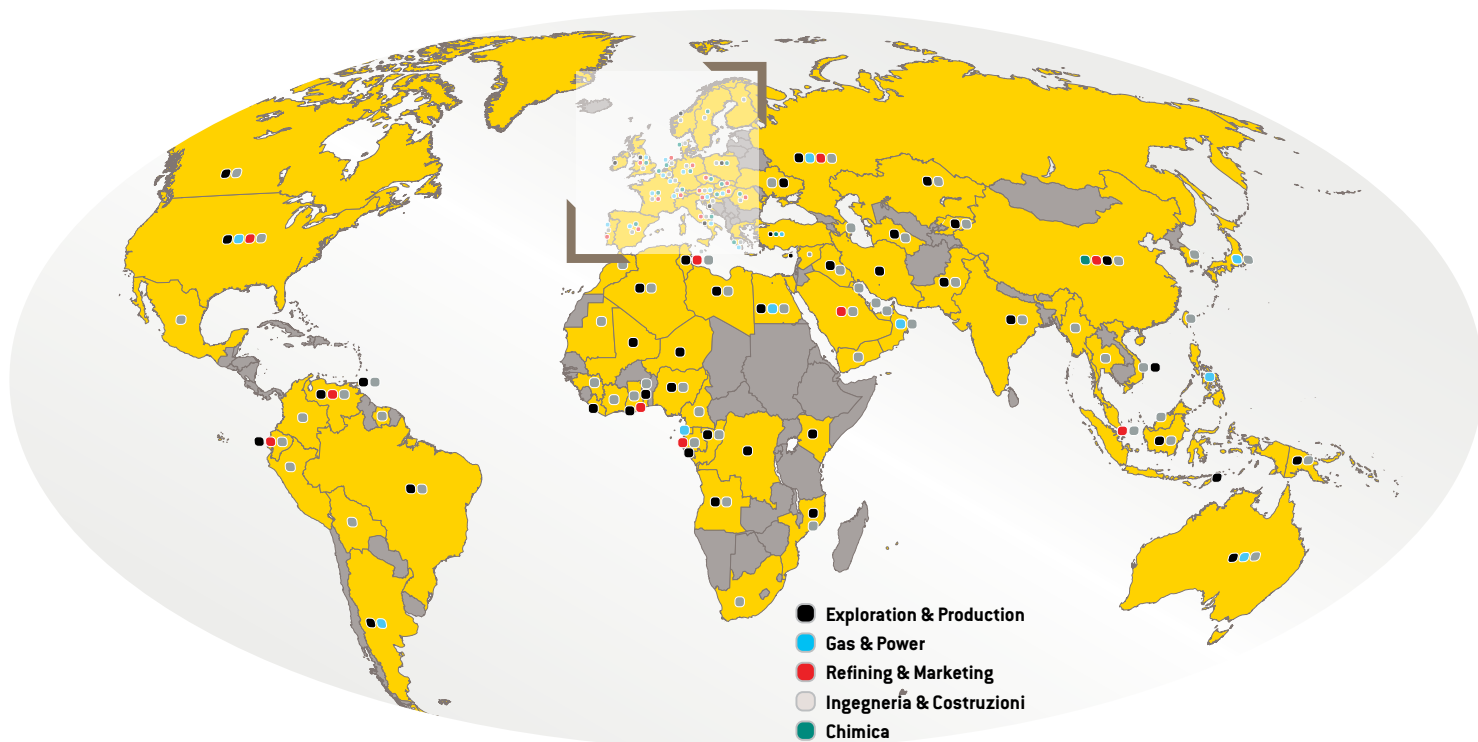
Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un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



La presenza Eni nel mondo

Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia ed è presente con circa 78.000 dipendenti in 90 Paesi del mondo.

La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica e raffinazione, con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative di rilevanza mondiale, consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore, dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.



Europa

Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ucraina, Ungheria

Asia e Oceania

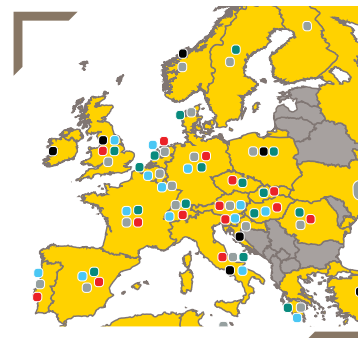
Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Corea del Sud, Emirati Arabi Uniti, Filippine, Giappone, India, Indonesia, Iran, Iraq, Kazakhstan, Kuwait, Malesia, Myanmar, Oman, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Qatar, Russia, Singapore, Siria, Taiwan, Thailandia, Timor Leste, Turkmenistan, Vietnam, Yemen

Africa

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Repubblica Democratica del Congo, Egitto, Gabon, Ghana, Guinea Equatoriale, Guinea, Kenia, Libia, Liberia, Mali, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Sudafrica, Togo, Tunisia

Americhe

Argentina, Bolivia, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Stati Uniti, Suriname, Trinidad & Tobago, Venezuela



Disclaimer

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

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

Assemblea ordinaria degli azionisti del 10 maggio 2013. L'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore" e "Financial Times WWF" del 3 aprile 2013.

4	Profilo dell'anno
9	Lettera agli azionisti
12	Il nostro modello di business
14	Il contesto competitivo
16	La nostra strategia
20	Risk Management
22	Governance

Relazione e bilancio consolidato

Bilancio di esercizio di Eni SpA

Allegati

Bilancio integrato



La Relazione Finanziaria Annuale 2012 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nel Prototype of the International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance. Dal 2011 Eni partecipa all'iniziativa dell'IIRC, Pilot Programme, finalizzata alla definizione di un framework internazionale sul reporting integrato.

Andamento operativo

26	Exploration & Production
42	Gas & Power
47	Refining & Marketing
53	Chimica
56	Ingegneria & Costruzioni
59	Dismissioni

Commento ai risultati e altre informazioni

61	Commento ai risultati economico-finanziari
61	Conto economico
79	Stato patrimoniale riclassificato
83	Rendiconto finanziario riclassificato
89	Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA
99	Fattori di rischio e incertezza
114	Evoluzione prevedibile della gestione

115 Altre informazioni

116 Glossario

Bilancio consolidato

120	Schemi di bilancio
128	Note al bilancio consolidato
219	Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC
235	Consolidato di sostenibilità
263	Attestazione del management
264	Relazione della Società di revisione
266	Independent Assurance Report

270	Schemi di bilancio
275	Note al bilancio di esercizio
338	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti
339	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.
342	Attestazione del management
343	Relazione della Società di revisione
345	Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2012

348	Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2012
385	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio
	Allegato alle note del bilancio di esercizio
386	Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA
396	Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione



Profilo dell'anno

[1] Il contributo di Snam escluso è l'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. L'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted non sono misure di risultato previste dagli IFRS.

Dividendo
€ per azione



Le riserve certe di idrocarburi

7,17

miliardi di boe di riserve certe a fine anno, record degli ultimi otto anni

I risultati > Nel 2012 l'utile netto di competenza Eni è stato di €7,79 miliardi e di €4,20 miliardi escludendo il risultato di Snam riclassificata nelle discontinued operations in considerazione della separazione proprietaria avvenuta in ottobre.

Escludendo oneri e proventi straordinari, l'utile netto adjusted di €7,13 miliardi aumenta del 2,7% rispetto al 2011 e del 7,6% escludendo anche il contributo Snam ai risultati delle continuing operations¹.

L'ottima performance della Divisione Exploration & Production sostenuta dal recupero delle produzioni libiche è stata il principale driver di questi risultati.

La struttura patrimoniale si rafforza rispetto al 2011 per effetto di circa €6,6 miliardi di dismissioni riferite in particolare a quote di partecipazioni significative in Snam e Galp e al deconsolidamento del debito finanziario della stessa Snam di €12,45 miliardi. Il leverage a fine esercizio è pari a 0,25 (0,46 al 31 dicembre 2011).

Residuano quote di partecipazione in Snam e Galp per un valore di mercato di circa €5 miliardi disponibili per l'ulteriore rafforzamento della struttura patrimoniale.

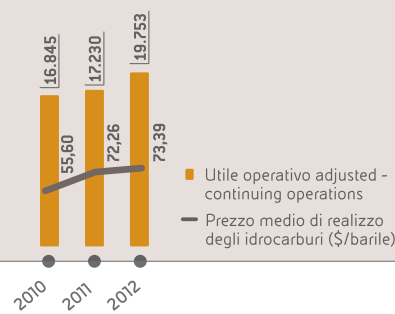
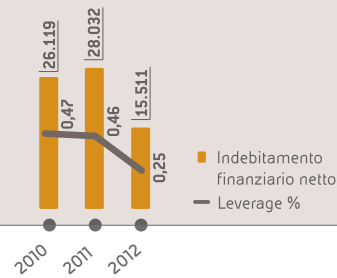
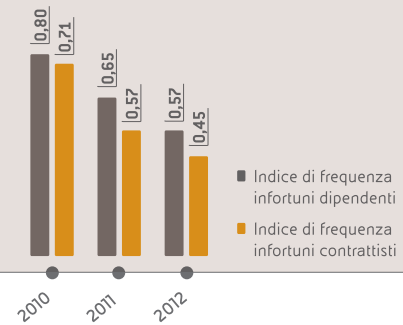
Il cash flow delle continuing operations è stato di €12,36 miliardi e ha consentito, unitamente alla robusta manovra da dismissioni, di finanziare gli investimenti esplorativi e nella crescita di €13,33 miliardi, di pagare dividendi agli azionisti Eni e alle minority per €4,38 miliardi con una diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di €12,52 miliardi.

Il dividendo > I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €1,08 per azione in crescita del 4% rispetto al 2011 in linea con la dividend policy aziendale. Il management conferma l'impegno Eni nell'assicurare agli azionisti una remunerazione al top del settore.

La produzione di idrocarburi > Nel 2012 la produzione è stata di 1,701 milioni di boe/giorno in crescita del 7% su base omogenea per effetto del quasi completo riavvio di tutti gli impianti in Libia e del contributo degli avvii e ramp-up dell'anno. Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 4%, facendo leva sulla solida pipeline di progetti di sviluppo, su di un portafoglio di risorse ai migliori livelli di sempre e sul modello di cooperazione con gli Stati detentori.

Le riserve certe di idrocarburi > Le riserve certe si attestano sul livello massimo degli ultimi otto anni a 7,17 miliardi di boe con un tasso di rimpiazzo organico del 147% su base omogenea. La vita residua è di 11,5 anni.

Le vendite di gas naturale > Le vendite di gas naturale sono state di 95,32 miliardi di metri cubi, sostanzialmente invariate escludendo la perdita di collegamento di Galp. Le azioni a sostegno delle vendite Italia e di penetrazione commerciale nei mercati europei strategici (Francia, Germania e altri) e la crescita nel GNL internazionale, hanno consentito di assorbire l'impatto della contrazione della domanda e dell'intensificarsi della pressione competitiva.

Performance operativa
(€ milioni)**Indebitamento finanziario netto e leverage**
(€ milioni)**Indice di frequenza infortuni**
(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000

La sicurezza delle persone > L'indice di frequenza degli infortuni del 2012 evidenzia un miglioramento sia per i dipendenti [-12,3%], sia per i contrattisti [-21,1%], confermando per l'ottavo anno il trend positivo. Nonostante la riduzione del fatality index [-43,3%] si sono registrati sette infortuni mortali a cui si sta rispondendo mantenendo elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività.

Eni alla guida di Energy for All in Sub-Saharan Africa > Il 28 novembre 2012, nel corso del primo incontro del Leadership Council del Sustainable Development Solutions Network (SDSN), Eni è stata designata alla guida di Energy for All in Sub-Saharan Africa, iniziativa volta ad individuare le soluzioni sul tema dell'accesso all'energia in ambito tecnologico, istituzionale, politico-gestionale e di business.

Successi esplorativi > L'esplorazione ha registrato un anno record con 3,64 miliardi di boe di risorse scoperte equivalenti a circa sei volte la produzione dell'esercizio. I numerosi successi registrati in Mozambico nel Mamba complex dell'Area 4 (Eni 70%, operatore) hanno consentito di stimare un potenziale esplorativo di almeno 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place, confermando Mamba il più grande ritrovamento di sempre della storia Eni. L'accordo con Anadarko Petroleum Corporation a fine 2012 sullo sviluppo coordinato delle attività offshore e realizzazione in joint venture degli impianti onshore rappresenta un passo fondamentale nell'avanzamento del progetto Mozambico per il quale si prevede la FID entro il 2014.

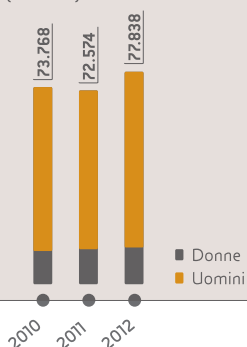
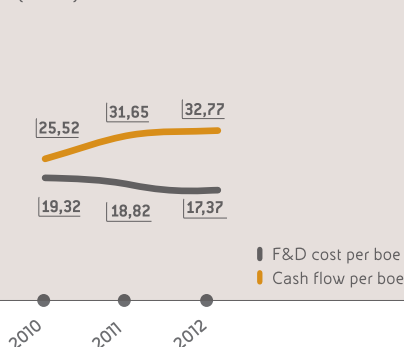
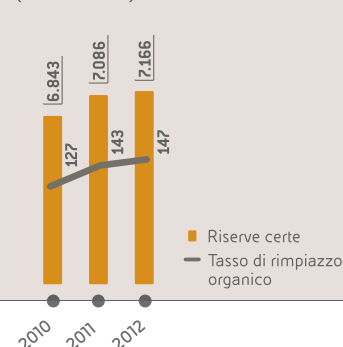
Nel Mare di Barents le scoperte di Skrugard e Havis nella licenza PL 532 (Eni 30%), hanno evidenziato riserve di olio recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100% che saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

Le attività di appraisal alla scoperta di Sankofa nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, confermano l'elevato potenziale dell'area che viene stimato complessivamente in circa 450 milioni di barili di olio in place.

Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi ad elevato potenziale quali Kenia, Liberia, Vietnam, Cipro, nell'offshore Russo e per shale gas in Ucraina nonché in aree di consolidata presenza di Cina, Pakistan, Indonesia e Norvegia.

Sviluppi di business > È stato sanzionato dalle autorità venezuelane il piano di full field development del progetto giant a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. Il plateau produttivo è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Successi esplorativi**3,64**miliardi di boe,
record di risorse
scoperte in un anno

Dipendenti in servizio a fine periodo
(numero)Cash flow e F&D cost per boe
(\$/boe)Riserve certe di idrocarburi
(milioni di boe)

Sono state riavviate le attività esplorative onshore in Libia quale inizio di una campagna esplorativa che continuerà nel 2013 segnando un altro passo importante per la totale ripresa delle attività upstream Eni nel Paese.

► Sviluppi di business

Nel 2012 sono stati stipulati nuovi accordi per l'attività esplorativa in paesi ad elevato potenziale quali Kenia, Liberia, offshore russo, Vietnam e Ucraina.

È stato varato l'innovativo progetto Green Refinery per la conversione del sito di Venezia in "bio-raffineria" destinata alla produzione di bio-carburanti sfruttando una tecnologia proprietaria.

In linea con la strategia di internazionalizzazione e per cogliere le opportunità dei mercati in crescita Versalis, la controllata Eni attiva nella chimica, ha definito due joint venture con importanti operatori di Corea del Sud e Malesia per la realizzazione di impianti per la produzione di elastomeri con tecnologia e know-how Versalis.

► Attività downstream

Intensificate azioni di efficienza e ottimizzazione nel downstream; promosse iniziative di internazionalizzazione.

L'inclusione nel CPLI ► Nel 2012 Eni è stata l'unica azienda del settore Energy inclusa nel Carbon Performance Leadership Index (CPLI) che valuta le performance delle aziende nella riduzione delle emissioni di gas serra e nella mitigazione dei rischi associati ai cambiamenti climatici. Questo risultato è ancor più significativo considerando che il settore è responsabile del 40% del totale delle emissioni di GHG delle aziende incluse nel Global 500 Index che raggruppa le 500 aziende con la maggiore capitalizzazione di mercato. Nel 2012 Eni è stata inclusa per la sesta volta consecutiva nel Dow Jones Sustainability Index e nel FTSE4Good.

Eni a Rio+20 ► Eni ha partecipato attivamente ai principali eventi dedicati alle imprese in occasione della Conferenza delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile (Rio+20). Raccogliendo l'invito delle Nazioni Unite, Eni ha pubblicamente registrato degli impegni, in materia di riduzione del gas flaring e delle emissioni climalteranti, contributo all'accesso all'energia sostenibile, chimica verde e lotta alla corruzione.

La cooperazione allo sviluppo ► Prosegue l'applicazione del modello di cooperazione Eni con i Paesi detentori delle riserve che integra il business tradizionale dell'esplorazione e produzione di idrocarburi con soluzioni alle esigenze delle comunità locali, in termini di sviluppo economico e sociale. Nel 2012 sono stati pianificati progetti socio-economici in Russia e Mozambico, ed eseguiti interventi di miglioramento delle condizioni sanitarie, di educazione e di accesso all'acqua potabile in Congo, Nigeria, Ghana e Iraq.

Principali dati economici e finanziari ^(*)

		2010	2011	2012
Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	(€ milioni)	96.617	107.690	127.220
Utile operativo - continuing operations		15.482	16.803	15.026
Utile operativo adjusted - continuing operations		16.845	17.230	19.753
Utile netto - continuing operations ^(a)		6.252	6.902	4.198
Utile netto - discontinued operations ^(a)		66	[42]	3.590
Utile netto di Gruppo ^(a)		6.318	6.860	7.788
Utile netto adjusted - continuing operations ^(a)		6.770	6.938	7.128
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		14.140	13.763	12.356
Investimenti tecnici - continuing operations		12.450	11.909	12.761
Dividendi per esercizio di competenza ^(b)		3.622	3.768	3.913
Dividendi pagati nell'esercizio		3.622	3.695	3.840
Totale attività a fine periodo		131.860	142.945	139.641
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		55.728	60.393	62.713
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		26.119	28.032	15.511
Capitale investito netto a fine periodo		81.847	88.425	78.224
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	16,34	16,01	18,34
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,7	3.622,7	3.622,8
Capitalizzazione di borsa ^(c)	(€ miliardi)	59,2	58,0	66,4

(*) Da continuing operations. Per effetto della cessione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" e rappresentati in conformità a tale trattamento contabile in tutte le parti della presente relazione.

(a) Di competenza Eni.

(b) L'importo 2012 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

Principali indicatori reddituali e finanziari

		2010	2011	2012
Utile netto - continuing operations				
- per azione ^(a)	(€)	1,72	1,90	1,16
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	4,59	5,29	2,98
Utile netto adjusted - continuing operations				
- per azione ^(a)	(€)	1,87	1,92	1,97
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	4,96	5,35	5,06
Return on average capital employed (ROACE) adjusted ^(c)	(%)	11,1	10,2	10,1
Leverage		0,47	0,46	0,25
Coverage		22,2	15,4	11,7
Current ratio		1,0	1,1	1,4
Debt coverage		56,3	51,3	80,5
Dividendo di competenza		1,00	1,04	1,08
Pay-out		57	55	50
Dividend yield ^(d)		6,1	6,6	5,9

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto delle continuing operations 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.

(c) Il contributo di Snam escluso è l'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations.

(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Principali dati operativi e di sostenibilità

		2010	2011	2012
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	73.768	72.574	77.838
di cui: - donne		12.161	12.542	12.860
- all'estero		45.967	45.516	51.034
Donne in posizioni manageriali	(%)	18,0	18,5	18,9
Ore di formazione	(migliaia di ore)	2.949	3.127	3.132
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,65	0,57
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,71	0,57	0,45
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	4,77	1,94	1,10
Oil spill da incidenti	(barili)	4.269	7.295	3.856
Emissioni dirette di gas serra	(mln ton CO ₂ eq)	58,26	49,12	52,49
Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(€ milioni)	218	190	211
Spese per il territorio ^(b)	(€ milioni)	107	101	91
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.843	7.086	7.166
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,3	12,3	11,5
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.815	1.581	1.701
Profit per boe ^(c)	(\$/boe)	11,91	16,98	15,95
Opex per boe ^(c)		6,14	7,28	7,10
Cash flow per boe		25,52	31,65	32,77
Finding & Development cost per boe ^(d)		19,32	18,82	17,37
Gas & Power				
Vendite gas mondo ^(e)	(miliardi di metri cubi)	97,06	96,76	95,32
- in Italia		34,29	34,68	34,78
- internazionali		62,77	62,08	60,54
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	7,10	7,45
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	39,54	40,28	42,58
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	87,4	88,6	89,8
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,80	31,96	30,01
Quota di mercato rete	(%)	30,4	30,5	31,2
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,73	11,37	10,87
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.167	6.287	6.384
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.353	2.206	2.064
Chimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.220	6.245	6.090
Vendite di prodotti petrolchimici		4.731	4.040	3.953
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	72,9	65,3	66,7
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.935	12.505	13.391
Portafoglio ordini a fine periodo		20.505	20.417	19.739

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi assicurativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale.

(e) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,73 miliardi di metri cubi (2,86 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2011 e nel 2010).



Lettera agli azionisti

Più focalizzata e più forte finanziariamente: ecco Eni alla fine del 2012.

Il portafoglio minerario e le prospettive di sviluppo sono promettenti come mai prima d'ora. Il deconsolidamento e il ben avviato processo di uscita da Snam e l'avvio della cessione di Galp hanno quasi dimezzato il rapporto tra indebitamento netto e mezzi propri. Su queste solide basi siamo pronti per affrontare le due principali sfide del futuro: la crescita della produzione d'idrocarburi e il ritorno alla redditività del business mid-downstream. L'esplorazione archivia un anno record con risorse scoperte pari a circa sei volte la produzione dell'anno a 3,6 miliardi di barili e un finding cost (costo di ritrovamento unitario) inferiore al dollaro per barile. Questi straordinari risultati sono il frutto del nostro approccio strategico nella selezione degli obiettivi geologici, delle tecnologie proprietarie e delle conoscenze dei bacini core. Il balzo qualitativo che abbiamo realizzato nella esplorazione ci assicura un vantaggio competitivo e rafforza le nostre prospettive di crescita.

L'Africa è la nostra prima grande frontiera. Il bacino di Rovuma in Mozambico ha confermato essere un'area di classe mondiale a seguito della scoperta di Mamba a fine 2011. Le attività di appraisal dell'anno hanno consentito di incrementare il potenziale dell'area operata da Eni fino a 2.115 miliardi di gas in place, il più grande ritrovamento della nostra storia. La geologia dei reservoir individuati è eccellente e riteniamo che lo sfruttamento delle enormi risorse scoperte possa avvenire attraverso la perforazione di un numero limitato di pozzi a beneficio della redditività del

progetto. Abbiamo acquisito tre permessi esplorativi offshore nel bacino di Luma in Kenia che presenta affinità con il Mozambico.

In Africa Occidentale abbiamo realizzato l'importante scoperta di petrolio di Sankofa nell'offshore del Ghana e stiamo consolidando la posizione nel tema emergente pre-salino della piattaforma continentale africana in Angola, Congo, Gabon e con l'ingresso in Liberia. Questa esplorazione riguarda temi di assoluto interesse in grado di essere sviluppati in tempi rapidi e a costi competitivi.

Il Mare di Barents norvegese è una delle aree emergenti di maggiore successo in particolare con le scoperte gemelle di Havis e Skrugard che hanno un potenziale oil di circa 500 milioni di barili. Nuove importanti prospettive si aprono nella sezione russa dell'area, dove in collaborazione con Rosneft stiamo per avviare l'esplorazione in un blocco di circa 55 mila chilometri quadrati con aspettative di ritrovamenti giant di olio e gas.

Anche l'area del Pacifico è una

delle nostre maggiori direttrici di crescita. L'obiettivo sono i temi a gas a elevato potenziale di Indonesia e Australia in fase avanzata di appraisal e pre-sviluppo e, in prospettiva, Vietnam, dove abbiamo acquisito tre licenze offshore su di un'area di 21 mila chilometri quadrati e un blocco in Cina. I punti di forza dell'area sono una domanda energetica in rapida crescita e la disponibilità d'infrastrutture per la commercializzazione del gas che riduce il time-to-market delle risorse scoperte. Nei temi unconventional stiamo facendo progressi nelle iniziative in Nord Africa, Est Europa, Cina, Pakistan e Indonesia che presentano sinergie con le operazioni esistenti. Abbiamo incrementato la presenza in Ucraina con l'acquisto dei diritti su di un'area di circa 3.800 chilometri quadrati con risorse di shale gas.

La nostra attività nell'anno è stata



Paolo Scaroni

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Giuseppe Recchi

Presidente

caratterizzata dalla quasi completa ripresa del nostro plateau produttivo in Libia grazie alla solida collaborazione con la compagnia di Stato NOC, nonostante la complessa fase di transizione che il Paese sta attraversando. Abbiamo compiuto importanti passi in avanti tecnici e commerciali in un grande numero di nuovi progetti: il giant Kashagan in Kazakhstan la cui prima produzione è attesa nel rispetto della deadline contrattuale di giugno 2013, MLE in Algeria avviato a inizio 2013, gli hub del Blocco 15/06 in Angola, i progetti a gas in Siberia, Goliat nel Mare di Barents, il sanzionamento di Perla e il first oil di Junin, in Venezuela. Abbiamo posto le premesse per l'avvio del progetto Mozambico per il quale prevediamo la FID nel 2014 grazie all'accordo con Anadarko. Siamo consapevoli delle sfide che fronteggiano l'industria nel mettere in produzione le riserve a causa della scarsità di capacità produttiva per gli impianti e i mezzi critici e la rigidità degli schemi contrattuali EPC; nondimeno stiamo migliorando la nostra capacità nel conseguire gli avvisi nei tempi pianificati. Il nostro modo di gestire la nostra attività upstream fondato sull'eccellenza operativa, l'attenta selezione degli asset e la cooperazione con gli Stati detentori delle riserve ci consente di gestire al meglio i principali rischi del mondo del petrolio. In definitiva il 2012 è stato un anno eccellente per la Divisione Exploration & Production.

Le Divisioni Gas & Power, Refining & Marketing e il settore della Chimica hanno sofferto nel 2012 le difficoltà dei rispettivi mercati: contrazione della domanda, azione della concorrenza ed eccesso di offerta a fronte dei continui rincari dei costi di approvvigionamento oil-linked.

Nel Gas & Power abbiamo avviato rinegoziazioni su circa l'80% degli approvvigionamenti. La riorganizzazione volta a integrare le attività di supply di Gas & Power e Refining & Marketing con la di-

rezione trading e la vendita gas ai clienti non retail e GNL ci consentirà di cogliere maggiori opportunità dall'andamento dei mercati e maggiori sinergie nella gestione del rischio commodity. Nella raffinazione abbiamo intensificato le azioni di efficienza con saving di circa €150 milioni e nella distribuzione di carburanti abbiamo lanciato azioni commerciali apprezzate dai nostri clienti attenuando l'impatto della congiuntura sulle nostre vendite, come segnalato dalla crescita della quota di mercato al 31,2% (dal 30,5%). Nella Chimica siamo impegnati nella riduzione del peso dei business commodity. Elemento trasversale a questi settori è la strategia d'internazionalizzazione per aumentare l'esposizione ai mercati in crescita dell'Asia; in tal senso si inquadrano gli accordi per la fornitura di GNL a operatori coreani e giapponesi, la costituzione di joint venture negli elastomeri con operatori di Corea del Sud e Malesia e l'avvio della commercializzazione di basi lubrificanti in Cina.

Il livello occupazionale della nostra azienda è cresciuto del 7%, accompagnato dal costante impegno nella tutela della sicurezza, nello sviluppo delle professionalità e nel coinvolgimento nella vita aziendale. Altro elemento distintivo della performance 2012 è stato conseguito nell'uso responsabile delle risorse con il minimo storico di gas flaring e il massimo di reiniezione di acque di produzione in giacimento. Nel campo della collaborazione con i Paesi produttori ci è stato riconosciuto un ruolo importante nel coordinamento ed implementazione dell'iniziativa Energy for All in Sub-Saharan Africa.

I risultati dell'anno

Nel 2012 l'utile netto delle continuing operations è di €4,2 miliardi (€7,79 miliardi compreso il risultato 2012 di Snam di competenza Eni). Trainato dall'ottima performance della Divisione Exploration & Production, l'utile netto adjusted di €7,13 miliardi registra un progresso del 2,7%, che sale al 7,6% escludendo il

contributo Snam ai risultati delle continuing operations.

Il rapporto tra posizione finanziaria netta e mezzi propri quasi si dimezza rispetto al 2011 e scende a 0,25, grazie ai proventi delle dismissioni di quote partecipative in Snam e Galp e al deconsolidamento del debito Snam.

L'attività operativa ha generato un flusso di cassa di €12,36 miliardi e €1,5 miliardi sono stati ottenuti dalla dismissione di asset non strategici. La generazione di cassa ha consentito di finanziare investimenti di €13,33 miliardi e di pagare €3,84 miliardi di dividendi agli azionisti Eni e €0,54 miliardi agli azionisti di minoranza. La redditività adjusted sul capitale investito è del 10,1%.

Sulla base dei risultati conseguiti il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti la distribuzione di un dividendo per azione di €1,08 in crescita del 4% rispetto al 2011 in coerenza con la nostra progressiva dividend policy.

L'utile operativo adjusted della Divisione **Exploration & Production** è record con €18,52 miliardi e un incremento del 15,2% rispetto al 2011 grazie alla ripresa produttiva in Libia e all'efficienza operativa. La produzione di idrocarburi di 1,7 milioni di barili/giorno aumenta del 7%. Le riserve certe a fine periodo di 7,17 miliardi di boe sono ai massimi degli ultimi otto anni con un tasso di rimpiazzo organico del 147% al prezzo di riferimento di 111 dollari/barile. L'indice di vita delle riserve certe è 11,5 anni.

L'utile operativo adjusted di **Gas & Power** è di €354 milioni grazie al solido contributo dell'attività del trasporto internazionale. Il Mercato dopo la forte perdita dell'anno precedente chiude poco sopra il pareggio (con una variazione positiva di €702 milioni) beneficiando delle rinegoziazioni dei contratti long-term e della ripresa delle forniture libiche. Le vendite al netto di quelle di Galp hanno evidenziato una buona tenuta grazie alla solida presenza nel mercato residenziale Italia, alla penetrazione

commerciale nei mercati strategici di Francia e Germania/Austria e alla crescita internazionale del GNL. Il portafoglio clienti a fine esercizio è cresciuto a 7,45 milioni di unità.

La Divisione **Refining & Marketing** ha realizzato un importante progresso riducendo le perdite operative del 39% (-€328 milioni il dato consuntivo 2012) attraverso le azioni di efficienza nei consumi energetici, manutenzioni e altri costi fissi, ottimizzazione degli assetti e delle rese. Le vendite di carburanti sulla Rete Italia sono diminuite meno del mercato (-6,3%); in Europa registriamo un progresso (+1%).

La **Chimica** è stata penalizzata dai margini negativi nelle produzioni commodity a causa dell'elevato costo della carica petrolifera, riportando una perdita di €485 milioni in netto peggioramento rispetto al 2011 (-77,7%).

Gli investimenti e la strategia per la crescita e i ritorni

L'outlook 2013 è caratterizzato dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica globale in particolare nell'Europa, e che frenano le decisioni di in-

vestimento e di consumo di imprese e famiglie. Il prezzo del petrolio nella fase corrente è sostenuto dal rischio politico in un quadro di migliore bilanciamento tra domanda e offerta globale. Per le finalità di pianificazione degli investimenti assumiamo un prezzo del Brent di 90 dollari/barile. Negli altri settori di attività Eni ci aspettiamo il perdurare di trend deboli nella domanda, margini volatili e il rischio di ulteriori rincari del costo della materia prima petrolifera. L'azione della concorrenza e l'eccesso di capacità continueranno a pesare sulle prospettive di rilancio.

In tale situazione confermiamo la strategia di crescita profittabile nell'upstream e di consolidamento e ottimizzazione dei business a valle. Il piano d'investimenti per il quadriennio 2013-2016 riflette tali linee guida con una manovra da €56,8 miliardi (+6% rispetto al piano precedente) concentrata per l'83% nella ricerca e sviluppo degli idrocarburi e selettiva nelle iniziative di spesa degli altri settori.

Nella Exploration & Production guardiamo un tasso di crescita medio annuo superiore al 4%.

Nella Divisione Gas & Power i principali driver saranno la rinegoziazione del costo di approvvigionamento del gas,

la massimizzazione delle vendite e le ottimizzazioni nel supply e nella logistica per ridurre il rischio take-or-pay.

Nei settori downstream oil e Chimica puntiamo sull'efficienza e la riduzione del peso delle attività in perdita strutturale facendo leva sulla crescita in business innovativi e sostenibili (biocarburanti e chimica verde).

Nonostante il rallentamento atteso nel 2013, siamo convinti che le prospettive di Saipem a medio e lungo termine rimangono eccellenti grazie al forte posizionamento competitivo assicurato dal patrimonio di competenze, tecnologie e qualità dei mezzi.

In conclusione nel 2012 Eni ha conseguito solidi risultati con performance record nell'Exploration & Production e buoni progressi nella ristrutturazione del downstream. La solida base di risorse e l'avanzamento nelle attività di sviluppo con il sostegno della rafforzata struttura patrimoniale hanno consolidato il nostro eccellente posizionamento competitivo grazie al quale prevediamo di conseguire tassi di crescita delle produzioni upstream al top dell'industria creando valore sostenibile per i nostri azionisti.

14 marzo 2013

per il Consiglio di Amministrazione

Giuseppe Recchi

Il Presidente



Paolo Scaroni

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale



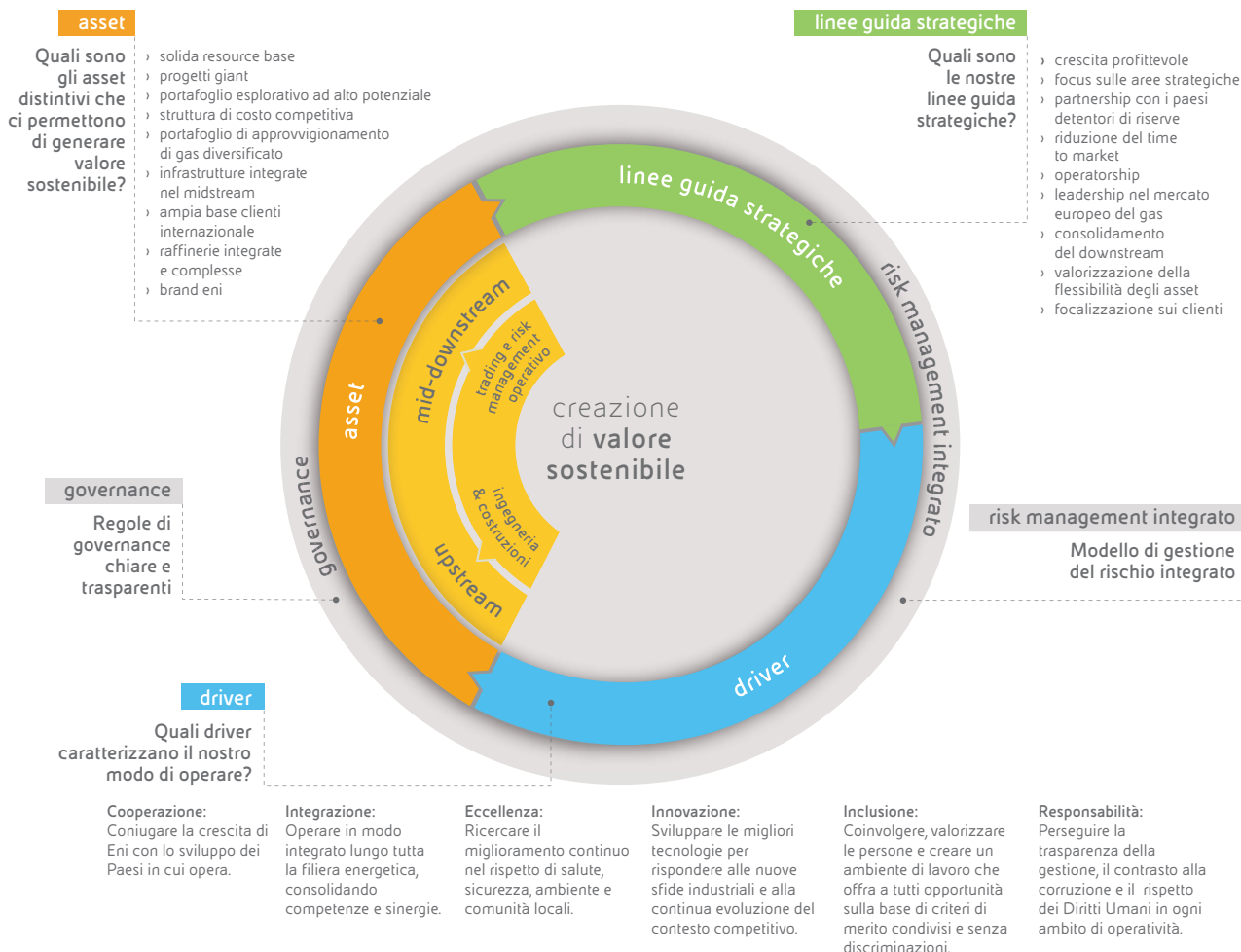


Il nostro modello di business

L'eccellente posizionamento di mercato e i vantaggi competitivi acquisiti da Eni sono il frutto di scelte strategiche coerenti con la natura di lungo termine dell'industria oil&gas e si fondano su di un modello di business disegnato attorno a modalità consolidate di conduzione degli affari in un framework di regole di governance chiare e trasparenti, rispetto dei più elevati standard etici e rigore nella gestione dei rischi aziendali. Nel 2012 Eni ha posto le basi per una nuova fase di crescita della produzione oil&gas per la quale il management prevede nel medio/lungo termine tassi di incremento superiori a quelli dei com-

petitor. Nel contempo per affrontare la perdurante debolezza della domanda europea di gas e carburanti, è stata avviata la riorganizzazione delle attività downstream oil&gas per rispondere al meglio alle attuali dinamiche di mercato, mentre progredisce il riposizionamento strategico della Chimica nell'ottica della sostenibilità economica. Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per i nostri azionisti e, più in generale, dei nostri stakeholders: le co-

munità presso le quali operiamo, grazie al costante impegno nell'innalzamento degli standard socio-economici e all'uso responsabile delle risorse; le nostre persone con un focus incessante sulla tutela della salute e della sicurezza dei luoghi di lavoro e la valorizzazione del contributo individuale e delle diversità; i fornitori, i partner e le amministrazioni pubbliche attraverso una gestione trasparente che rispetta i diritti umani e contrasta la corruzione; i clienti ai quali proponiamo un'offerta commerciale competitiva e sempre al passo dei tempi e un servizio di assoluta qualità.



Di seguito sono rappresentate alcune iniziative svolte nell'anno che hanno contribuito al raggiungimento delle performance finanziarie e di sostenibilità¹.

➤ Nella conduzione delle attività, Eni è attenta all'utilizzo responsabile ed efficiente delle risorse naturali nel rispetto dell'ambiente dei Paesi in cui opera. La capacità di valorizzare il gas associato attraverso la trasformazione e vendita sul mercato locale e internazionale di LNG, la re-iniezione in giacimento e la realizzazione di centrali elettriche a sostegno dello sviluppo socio-economico, ha consentito di ridurre i quantitativi di gas bruciato in atmosfera.

In particolare il progetto Idu in Nigeria ha permesso la valorizzazione di 1,4 milioni di metri cubi/giorno prima bruciati in torcia ed ora immessi nella rete di trasporto locale. Questo ha consentito di utilizzare il 90% di tutto il gas associato prodotto in Nigeria e di ridurre le emissioni climalteranti.

➤ La gestione efficiente delle risorse associata ad una produzione ottimale degli idrocarburi, è testimoniata dal livello massimo di acqua estratta reiniettata in giacimento che ha raggiunto il 49% nel 2012. Il completamento del progetto di reiniezione a Belaym in Egitto ha consentito la reiniezione del 99% dell'acqua di produzione, incrementando il fattore di recupero degli idrocarburi.

➤ Il modo di operare di Eni fondato sull'eccellenza operativa, l'affidabilità degli impianti e l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e riduzione dei rischi operativi, strettamente connessi alle performance ambientali, finanziarie e reputazionali del settore upstream. Questo approccio, basato sulle più avanzate metodologie di Asset integrity per lo sviluppo e produzione dei giacimenti, trova la sua applicazione non solo nella gestione ma anche nel programma esplorativo del prossimo quadriennio, in particolare nelle aree di frontiera (ad esempio i pozzi deepwater ad alta pressione e temperatura – che costituiscono il 3% del totale – o le attività in Artico) attraverso la realizzazione di infrastrutture e tecnologie tailor made per le specificità climatico-ambientali e dei giacimenti.

➤ Eni continua ad attuare programmi di efficienza energetica per l'uso razionale dell'energia e l'ottimizzazione dei processi, anche attraverso l'adozione di Sistemi Gestione Energia (SGE). A tal proposito alcune realtà si sono dotate, negli ultimi anni, di SGE secondo i recentissimi standard EN 16001 o ISO 50001 e altre hanno in previsione di farlo nei prossimi anni. Nella raffinazione e nella chimica le iniziative di energy saving concluse nel 2012, hanno consentito risparmi di oltre €60 milioni permettendo una riduzione di circa 100 mila tep e l'abbattimento di oltre 297 mila tonnellate di CO₂/anno.

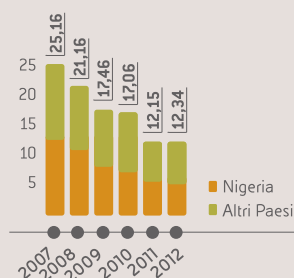
➤ La valorizzazione della customer base è proseguita attraverso il rafforzamento del Brand Eni, l'offerta di prodotti evoluti, in particolare "eni3" (gas, luce e carburanti), il lancio di nuove carte fedeltà prepagate e di credito e il mantenimento di elevati livelli di qualità nel servizio. Le azioni intraprese hanno consentito di aumentare l'indice di notorietà anche grazie alle iniziative commerciali ("riparti con eni"; "iperself 24") e di recuperare la quota di mercato (+3,5 punti percentuali nel mercato del gas; +0,7 punti percentuali nelle vendite Rete Italia), nonostante la contrazione della domanda e la pressione competitiva.

➤ La cultura della pluralità è una caratteristica distintiva del nostro business a forte connotazione internazionale. Il personale locale rappresenta circa il 50% delle persone Eni. Di questo il 10% ricopre posizioni manageriali. Nel 2012, nel settore E&P, sono stati avviati piani di sviluppo in tutte le consociate estere tramite una valutazione estensiva delle professionalità locali e internazionali coinvolgendo un totale di 1.836 persone tra cui giovani laureati e Senior Staff/Managers. Eni assicura un trattamento equo verso tutte le persone definendo politiche retributive integrate a livello world wide. Inoltre, nel 2012 è stato realizzato un progetto volto alla verifica della competitività a livello internazionale dei sistemi retributivi applicati in Eni con riguardo a ruoli strategici e a livelli di seniority.

Eni si impegna a rispettare i diritti fondamentali del lavoro in tutti i Paesi di presenza operativa e a promuoverne l'applicazione presso i propri fornitori. Nell'anno è stato condotto un monitoraggio estensivo in merito all'applicazione degli standard di lavoro, in particolare all'estero.

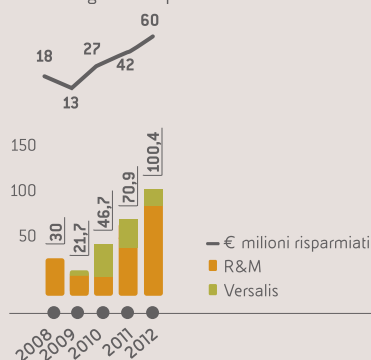
Gas flaring

milioni metri cubi/giorno



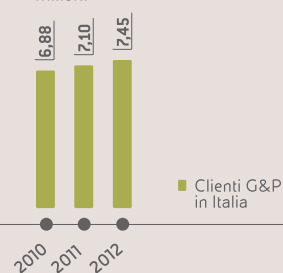
Energy savings

migliaia di tep evitate



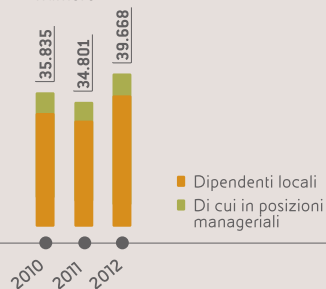
Clienti G&P

milioni



Dipendenti locali

numero



[1] Il dettaglio delle performance di sostenibilità è disponibile nella sezione "Consolidato di sostenibilità 2012".



Il contesto competitivo

Un mercato in trasformazione

L'incertezza sul contesto macroeconomico, in particolare europeo, l'evoluzione della domanda, sempre più incentrata sui Paesi emergenti e l'emergere di grandi potenziali di idrocarburi in nuove regioni, stanno determinando un'ampia trasformazione dei mercati energetici. Eni ha impostato il proprio piano d'azione, in risposta alle crescenti complessità dell'ambiente competitivo con una forte crescita nell'upstream e con un'attenta politica di gestione dell'attuale fase di difficoltà del downstream europeo, valutando opportunità di crescita selettiva e sostenibile nei mercati extraeuropei.

Le sfide industriali

Scoprire nuove riserve: accesso al potenziale esplorativo emergente e al nuovo greggio/gas non convenzionale (shale gas/tight oil)

L'industria ha ulteriormente accentuato la propria esplorazione di frontiera alla ricerca di grandi potenziali in bacini difficili e poco esplorati. La rivoluzione energetica causata dallo sviluppo delle tecniche di produzione dello shale gas si è estesa anche al mondo del petrolio (tight oil) determinando una sorprendente crescita produttiva nella regione petrolifera più matura, l'onshore USA. Su queste nuove tematiche si è concentrato l'interesse dell'industria per assicurarsi il miglior posizionamento competitivo anche in bacini fuori dagli USA.

Sviluppare, gestire e conservare le riserve

L'industria ha evidenziato una performance deludente nel "project delivery", mentre è diventata sempre più complessa l'attività di mitigazione del naturale esaurimento dei giacimenti. Aumento del rischio di blow out considerato il ruolo crescente del petrolio "difficile", localizzato in aree remote e che richiede l'applicazione di tecnologie complesse per la sua produzione. Aumento del rischio politico per la concentrazione delle risorse in Paesi politicamente meno stabili di quelli OECD. L'evoluzione del contesto geopolitico obbliga tutti gli attori coinvolti a ripensare al tipo di relazioni intessute con le autorità e le comunità locali, che devono rimanere improntate a una collaborazione di lungo periodo.

Dinamismo delle economie emergenti e la collaborazione con le NOCs dei Paesi consumatori e produttori

Le prospettive di crescita delle economie emergenti rimangono positive e il maggior fabbisogno di petrolio e gas si concentrerà in queste aree. Ciò si riflette nel ruolo da protagonista a livello internazionale assunto dalle compagnie petrolifere (NOCs) dei grandi Paesi consumatori, attraverso le importanti acquisizioni e la sottoscrizione di accordi di collaborazione con i Paesi produttori. Questo ha sottoposto gli attori dell'industria energetica alla necessità di rivedere gli strumenti di accordo e cooperazione con le NOCs, trovando nuove formule di relazione.

Crescente pressione competitiva e regolatoria sul sistema energetico europeo

La crisi economica europea ha accentuato il processo di riduzione dei consumi di gas e prodotti petroliferi in un contesto già sotto pressione per oversupply e liquidità gas, sovraccapacità produttiva nella raffinazione e accresciuta concorrenza nel mercato del gas. I regolatori puntano alla maggiore apertura e liquidità dei mercati e all'indicizzazione spot nelle tariffe tutelate del gas. Rischio take-or-pay (TOP).

Richieste crescenti rispetto ad una conduzione sostenibile del business

È prioritario l'impegno di garantire la sicurezza dei propri dipendenti, di minimizzare il consumo di risorse naturali nelle operazioni attraverso l'utilizzo di processi meno energy-intensive e water intensive, e di ridurre le emissioni di gas serra. Pressione per una conduzione del business trasparente e nel rispetto dei più elevati standard etici.

Le risposte di Eni

- Crescita nell'esplorazione conventional, con rilevanti scoperte in Mozambico, Ghana e nell'Artico norvegese;
- Rafforzamento del portafoglio non convenzionale sui temi shale/tight gas in Europa, Pakistan, Algeria e Cina; opportunità nel CBM in Indonesia e tar sand nel Congo;
- Valutazione opzioni posizionamento su temi shale oil;
- Sviluppo di tecnologie per esplorare le aree di frontiera e difficili.

- Aumento produzione operata;
- Maggiore presidio attività di costruzione e commissioning;
- Punti di forza Eni nella produzione e manutenzione e nella gestione del reservoir;
- Asset integrity, procedure di eccellenza, sicurezza delle persone;
- Modello di cooperazione con gli Stati detentori delle riserve.

- Consolidamento delle partnership con NOCs asiatiche (Kogas, CNPC);
- Nuovi accordi nel downstream in aree emergenti, quali Malesia e Corea del Sud.

- Rinegoziazione dei contratti a lungo termine con i fornitori di gas in Europa;
- Mitigazione rischio TOP;
- Sviluppo dei mercati esteri del gas e del LNG;
- Rilancio del programma di efficienza nei siti industriali europei;
- Selezione mirata di nuove iniziative in progetti di green refinery & biochemistry;
- Ritenzione e sviluppo del portafoglio clienti.

- Sviluppo di tecnologie per minimizzare gli impatti ambientali e il consumo idrico;
- Attenzione agli impatti sociali e di sviluppo economico nei contesti operativi;
- Adozione di procedure anti-corruzione, codice etico;
- Framework di governance.

Risultati	Obiettivi al 2016
Risorse scoperte	
3,64 miliardi di boe	1 miliardo di boe/anno
Tasso di crescita delle produzioni	
+7%	>4% m.a.
Produzione operata (100%)	
2,9 milioni di boe/giorno	5,2 milioni di boe/giorno
Dipendenti all'estero	
51.034	+15%
Rinegoziazione dei contratti Benefici di price revision	Rinegoziazione dei contratti Rinegoziare il portafoglio gas Incremento indicizzazione spot
Esposizione TOP	
Ridotto Minimum Take con rinegoziazioni	Contenere il rischio finanziario TOP
Efficienza nella raffinazione	
circa €150 milioni	€200 milioni
Emissioni di gas serra	
0,225 ton CO ₂ eq/tep prodotto	-30% rispetto al valore del 2010
Oil spill da incidenti	
3,3 boe/mln boe prodotto	2,4 boe/mln boe prodotto

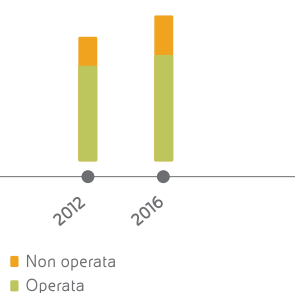
definire le strategie per cogliere le opportunità del mondo dell'energia



La nostra strategia

La strategia Eni nel quadriennio 2013-2016 conferma le priorità di crescita nell'upstream, il recupero di redditività nel downstream gas e il miglioramento dell'efficienza nel downstream oil, nella chimica e nei servizi generali di supporto al business, nonché la leadership globale nell'ingegneria e costruzioni nei segmenti tecnologicamente più avanzati e innovativi. A seguito del deconsolidamento di Snam, Eni evidenzia una struttura finanziaria più flessibile e un modello di business sempre più orientato all'attività upstream. Le risorse finanziarie generate dalla gestione industriale e di portafoglio nel prossimo quadriennio consentiranno il finanziamento della rilevante manovra di investimento tesa a sostenere la crescita di lungo periodo (€56,8 miliardi), la remunerazione degli azionisti, nonché l'ulteriore rafforzamento della struttura finanziaria.

Operatorship - produzioni equity
(migliaia di boe/giorno)

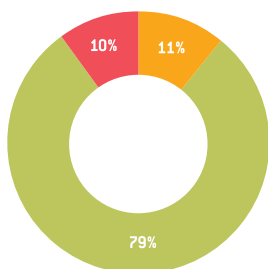


Nel settore **Exploration & Production** si conferma la strategia di crescita organica, il focus sull'attività esplorativa e il rimpiazzo delle riserve, ritenuti i principali driver di creazione del valore. Il tasso di crescita medio delle produzioni è atteso superiore al 4% nel periodo 2013-2016 e conferma l'obiettivo precedentemente dichiarato. La crescita sarà sostenuta dallo sviluppo in aree core (Nord Africa, Africa Sub-Sahariana, Venezuela, Barents Sea, Yamal Penisola, Kazakhstan, Iraq, Far East) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati a un'approfondita conoscenza geologica delle zone, alle significative sinergie tecnico-produttive e alle consolidate relazioni con i Paesi produttori. Il fattore più rilevante per la crescita produttiva è rappresentato dagli start-up che per oltre il 90% sono riferiti a progetti già sanzionati o che saranno oggetto di sanzionamento entro il 2013.

La sostenibilità della crescita nel lungo termine sarà garantita dall'elevato impegno nell'esplorazione, attraverso il bilanciamento dell'attività tra iniziative in bacini noti e aree di frontiera ad alto potenziale con investimenti esplorativi per €5,5 miliardi nel quadriennio. Ulteriore leva a sostegno della crescita produttiva è l'innovazione tecnologica volta allo sviluppo di tecnologie di perforazione applicabili in ambienti estremi e alla valorizzazione delle riserve gas; nel quadriennio 2013-2016 si prevede una spesa in ricerca ed innovazione tecnologica di oltre €400 milioni (su un totale Eni di €1,1 miliardi).

La crescita sarà associata all'aumento della redditività e alla gestione dei rischi, attraverso la minimizzazione del time-to-market (circa il 90% delle risorse scoperte nel periodo 2008-2012 sarà portato in produzione entro 8 anni dalla scoperta) e il mantenimento di un elevato livello di operatorship per garantire il controllo diretto su tempi e costi di sviluppo e sulla gestione operativa. Il rischio "ritardo" nel completamento dei progetti richiederà (i) maggiore presenza diretta nelle fasi di ingegneria di dettaglio e project management anche attraverso il potenziamento degli organici e il ridispiegamento in altri siti delle competenze interne disponibili e una maggiore supervisione sulle attività di costruzione e avvio in sito; (ii) maggiore standardizzazione e modularità nelle specifiche di appalto di impianti e attrezzature critiche, migliore programmazione della supply chain e ottimizzazione del flusso ordini.

Time-to-market (scoperte 2008-12)



- < 4 anni
- 5-8 anni
- > 8 anni

L'attività upstream di Eni nel prossimo quadriennio rimarrà esposta ad una forte presenza in Paesi non OECD e a progetti in contesti remoti e difficili anche da un punto di vista ambientale (Artide, Golfo del Messico, deep offshore, ecc.). Tali rischi saranno mitigati dalla di-

versificazione geografica e dalla continua applicazione del modello Eni di cooperazione con gli Stati detentori delle riserve, fondato sulla massimizzazione del contenuto locale dell'attività upstream e sull'investimento in risorse di lungo termine a beneficio delle comunità locali (accesso all'energia elettrica, istruzione, sanità).

Inoltre Eni intende contenere l'esposizione finanziaria per Paese attraverso strutture contrattuali mirate e una pianificazione per fasi dei progetti. I rischi operativi legati alla perforazione saranno gestiti, in particolare, attraverso l'applicazione delle rigorose procedure Eni che presidono tutte le fasi di progettazione ed esecuzione dei pozzi con il sostegno delle tecnologie proprietarie nel drilling e competenze e know-how di eccellenza, l'incremento del controllo diretto delle operazioni e lo sviluppo di specifiche tecnologie dirette alla minimizzazione del rischio blow-out e alla risposta in caso di emergenza.

A sostegno dello sviluppo del business, nel quadriennio è previsto un incremento occupazionale all'estero di oltre 2.200 persone; inoltre, al fine di rafforzare e migliorare i modelli e gli strumenti di sviluppo del territorio, sono pianificate iniziative infrastrutturali (principalmente in Libia e Kazakhstan), attività di formazione e addestramento professionale (principalmente in Mozambico, Kazakhstan, Turkmenistan) e progetti per favorire l'accesso all'energia (principalmente in Nigeria, Ghana, Algeria).

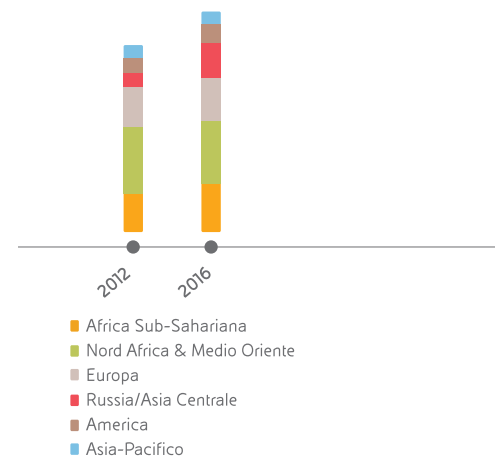
Eni conferma il suo impegno continuo a migliorare la sicurezza dei lavoratori e contrattisti rafforzando gli strumenti di gestione, formazione e controllo e ad assicurare l'integrità degli asset e la sicurezza di processo. I target di impatto ambientale includono il contenimento di oil spill da incidenti, per i quali è attesa una riduzione da 2,9 boe/Mboe a 2,4 boe/Mboe al 2016, una riduzione di oltre il 30% dell'indice di emissioni di GHG di E&P per migliaia di tep di produzione operata lorda entro il 2015 rispetto al 2010 attuando politiche di riduzione del flaring principalmente in Africa e attuando programmi di efficienza energetica. I progetti di re-iniezione delle acque di produzione porteranno a raggiungere una percentuale di re-iniezione pari al 65% rispetto alle acque totali prodotte nel 2016.

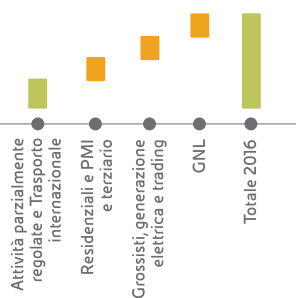
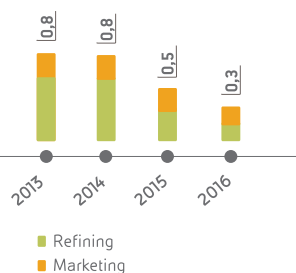
Nel settore **Gas & Power** lo scenario rimane depresso a causa della debolezza della domanda penalizzata dal quadro recessivo dell'eurozona, da prezzi spot contenuti e dall'azione della concorrenza; in tale contesto, che ha caratterizzato il mercato del gas negli anni recenti, si è assistito al progressivo deterioramento della redditività e della generazione di cassa. Nel medio termine Eni attende un graduale recupero della redditività facendo leva su: (i) un approvvigionamento del gas più competitivo e flessibile attraverso la rinegoziazione dei contratti; (ii) una politica di crescita delle vendite in Italia grazie alla forza commerciale, l'offerta diversificata di prodotti innovativi e modelli di servizio "best in class" in particolare nel segmento retail; (iii) uno sviluppo selettivo delle attività all'estero concentrandosi sui segmenti più redditizi e la crescita delle vendite LNG nei mercati a premio extra EU.

In particolare, nel segmento retail Italia, Eni prevede di proseguire azioni commerciali di sviluppo e retention e campagne di comunicazione incentrate sull'offerta "luce, gas, carburanti" e sui vantaggi di semplificazione per il cliente e di ottimizzare il mix di canali commerciali (Agenzie, teleselling, Energy store) con particolare attenzione al canale web.

Nel segmento industry le azioni di penetrazione commerciale fanno prevedere una crescita delle vendite attraverso l'offerta di nuovi prodotti che consentiranno al cliente di benefi-

Produzioni per area geografica
(migliaia di boe/giorno)



EBITDA proforma adjusted 2016
 (~ €1,5 miliardi)

R&M - investimenti 2013-16
 (€2,4 miliardi)


ciare di una crescente flessibilità di volumi in prelievo, di formule contrattuali innovative e di una gestione dinamica dei contratti per rispondere alle sempre più sofisticate esigenze della clientela.

Inoltre il management intende dotare Eni di nuove leve e modalità per lo sviluppo e l'ottimizzazione del portafoglio commodity attraverso una sempre maggiore integrazione delle competenze del trading e gestione rischio prezzo commodity con le attività di ottimizzazione del portafoglio commodity, di supply e anche con le attività LNG e commerciali Gas & Power large account che operano in mercati caratterizzati da controparti sempre più evolute.

Di primaria importanza sarà la gestione del rischio take-or-pay associato ai contratti di approvvigionamento long-term al fine di minimizzare gli impatti negativi sulla generazione di cassa. Il management intende rinegoziare i principali contratti gas in termini di prezzi, riduzione degli obblighi minimi di prelievo, maggiore flessibilità logistica e commerciale.

Nel power dove si conferma il ricorso alla cogenerazione come modello di business, sono in programma iniziative di efficienza energetica e per l'impiego di fonti rinnovabili con l'obiettivo di raggiungere nei prossimi anni una potenza installata complessiva di almeno 20,2 MW per la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici all'interno dei siti di Eni. Nel quadriennio 2013-2016 verrà realizzato il progetto "water & energy" per conseguire risparmi energetici anche mediante un uso più razionale dell'acqua.

Nel settore **Refining & Marketing** la debolezza della domanda di carburanti in Europa e l'eccesso di capacità di lavorazione continueranno a pesare sulle prospettive di ripresa.

Nella raffinazione, Eni prevede un graduale recupero di redditività attraverso: (i) l'ottimizzazione delle attività industriali e di logistica mediante una maggiore flessibilità, integrazione ed efficienza dei processi; (ii) investimenti selettivi finalizzati all'incremento della capacità di conversione e dell'affidabilità degli impianti; (iii) la riconversione della Raffineria di Venezia in biorefinery; (iv) le iniziative di riduzione dei costi.

Nel marketing, Eni intende consolidare la leadership nel segmento retail in Italia attraverso le opportunità che derivano dalla liberalizzazione del settore (razionalizzazione dei punti vendita a basso erogato, sviluppo del "full iperself" e delle attività non-oil). Nei business wholesale, Eni prevede in Italia il consolidamento della posizione nei segmenti di presenza, il recupero di efficienza, l'utilizzo di strumenti web based per rendere la relazione con il cliente più efficace e a minor costo.

Sulla base delle suddette iniziative, nel quadriennio 2013-2016, Eni si attende (i) una crescita dell'EBIT adjusted a scenario costante (base 2012) di €0,5 miliardi al 2016 (in linea con l'obiettivo del precedente Piano); (ii) il mantenimento della quota di mercato retail in Italia.

I progetti di ricerca si focalizzeranno su: (i) tecnologie di conversione totale del barile e riduzione dell'impatto ambientale dei processi di raffinazione; (ii) miglioramento della qualità dei carburanti a condizioni economicamente accettabili; (iii) produzione di biofuel.

I target di sostenibilità ambientale includono progetti di energy saving finalizzati al contenimento delle emissioni e alla riduzione di prelievo di acque dolci; in particolare l'impegno è ottenere un risparmio totale a regime di 106 migliaia di tep/anno (di cui 45 migliaia di tep/anno a partire dal 2013) e un conseguente beneficio di emissioni di CO₂ evitate pari a 307 kton/anno (di cui 130 kton/anno dal 2013). I progetti su Gela e Sannazzaro di "water reuse" sono attesi conseguire a regime un quantitativo evitato di prelievi idrici pari a 5 Mm³/anno.

La **Chimica** Eni è stata penalizzata da una forte contrazione della domanda di mercato e dalla pressione competitiva soprattutto nei business "commodity" e a basso contenuto tecnologico. In tale contesto Eni conferma la strategia di progressiva riduzione del peso dei business commodity, a beneficio delle produzioni innovative e di nicchia a maggiore redditività quali gli elastomeri e l'ampliamento della gamma specialties. Eni conferma l'obiettivo di crescere nella chimica verde attraverso il progetto avviato di riconversione del sito di Porto Torres in un moderno impianto per la produzione di prodotti chimici eco-compatibili. Questo consentirà a Eni di: (i) diversificare il suo "core business" petrolchimico verso un settore innovati-

vo e ad altissimo potenziale, offrendo prodotti a basso impatto ambientale; (ii) risolvere i problemi dei siti industriali critici, riqualificandoli e portandoli a nuova vita. Matrìca SpA, la nuova joint venture paritetica con Novamont, ha avviato nel corso del 2012 la costruzione dei primi due impianti del Progetto Polo Verde (monomeri-bio e bio-lubrificanti).

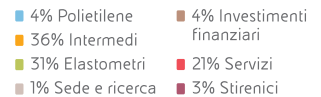
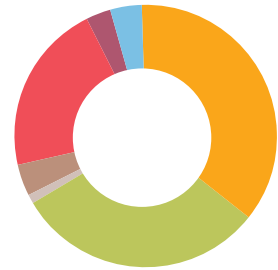
A regime, nel 2016-2017, saranno operativi 6 impianti e un centro di ricerca per un totale di circa €500 milioni di investimento complessivo (inclusi gli interventi sulle infrastrutture di sito). Sono stati, inoltre, avviati nuovi filoni di ricerca nei prodotti da fonti rinnovabili in accordo con società di biotecnologie Genomatica e Yulex.

Le recenti alleanze strategiche in Asia, frutto della valorizzazione del know-how tecnologico, confermano la crescente internazionalizzazione del business, proiettandolo verso mercati caratterizzati da sostenuti tassi di crescita della domanda.

Nel settore **Ingegneria & Costruzioni** si conferma l'obiettivo di consolidamento della posizione competitiva di rilievo a livello globale nei segmenti offshore e onshore e di "high quality niche player" nel segmento delle perforazioni deepwater. Saipem farà leva sul consolidamento del modello di business EPC(I)-oriented, su capacità tecnologiche, ingegneristiche e realizzative di avanguardia, su una forte presenza locale, nonché su rapporti consolidati con le Major e le National Oil Companies.

In quest'ottica, la Società punta a rafforzare la propria capacità realizzativa soprattutto per i progetti di grandi dimensioni e ad elevata complessità tecnologica, in condizioni ambientali difficili, mantenendo un approccio commerciale selettivo. Il forte impegno su temi di local content in aree strategiche contribuirà a valorizzare in termini commerciali i vantaggi competitivi acquisiti. Per il quadriennio è previsto un consistente incremento occupazionale all'estero. Le iniziative mirate alle comunità prevedono un investimento nel quadriennio 2013-2016 di circa €6,2 milioni e riguardano principalmente attività per lo sviluppo socio-economico delle comunità in Kazakhstan, Indonesia, Nigeria, Brasile e Perù.

Chimica - Investimenti per business
(€2,0 miliardi)





Risk Management

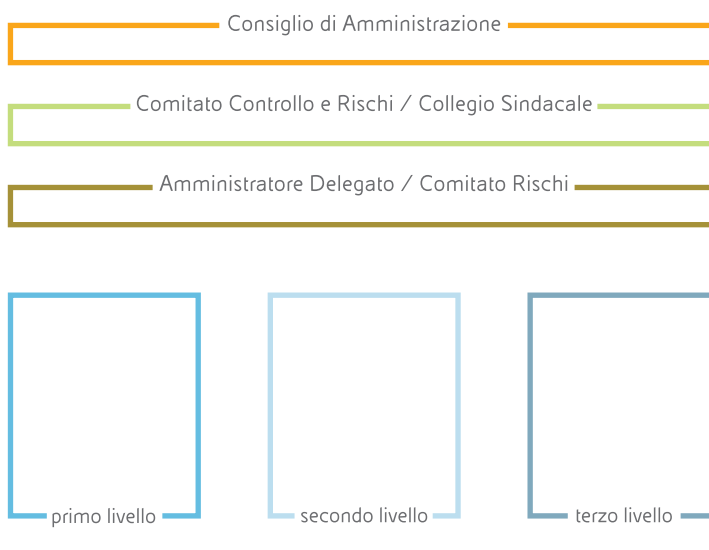
(1) Eventi potenziali che possono influire sull'attività di Eni e il cui accadimento potrebbe influenzare il raggiungimento dei principali obiettivi aziendali.

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) che persegue l'obiettivo di conseguire una visione organica e di sintesi dei rischi ¹ aziendali, una maggiore coerenza delle metodologie e degli strumenti a supporto del risk management e un rafforzamento della consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

Il nostro modello Risk Management Integrato

Il modello RMI è definito sulla base di principi e alle best practice internazionali. È parte integrante del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 24), che prevede una governance declinata su tre livelli.

- ▶ Il **primo livello** di controllo identifica, valuta, gestisce e monitora i rischi di competenza in relazione ai quali individua e attua specifiche azioni di trattamento.
- ▶ Il **secondo livello** monitora i principali rischi per assicurare l'efficacia e l'efficienza del trattamento degli stessi, nonché monitora l'adeguatezza e operatività dei controlli posti a presidio dei principali rischi.
- ▶ Il **terzo livello** fornisce assurance indipendente e obiettiva sull'adeguatezza ed effettiva operatività del primo e secondo livello di controllo.



La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA) il quale, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, definisce le linee di indirizzo nella gestione dei rischi, in modo che i principali rischi di Eni risultino correttamente identificati, adeguatamente misurati, gestiti e monitorati.

L'Amministratore Delegato (AD) dà esecuzione agli indirizzi definiti dal CdA, curando la progettazione, realizzazione e gestione del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi e verificandone costantemente l'adeguatezza e l'efficacia. In particolare, tramite il processo di RMI, l'AD assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione, il monitoraggio dei principali rischi e l'evoluzione del processo di RMI in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo.

I risultati emersi in relazione ai principali rischi e ai relativi piani di trattamento sono presentati al Comitato Rischi, presieduto dall'AD. Quest'ultimo li sottopone all'esame del CdA, per consentirgli di valutare, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza e l'efficacia del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi, rispetto alle caratteristiche di Eni e al profilo di rischio assunto e compatibile con gli obiettivi aziendali.

Il nostro processo di gestione integrata del rischio

Il modello RMI si esplicita attraverso un processo di gestione integrata del rischio continuo e dinamico che valorizza i sistemi di gestione del rischio già esistenti a livello di Aree di Business e processi aziendali.

Tale processo prevede attività di risk assessment (identificazione, valutazione e analisi), trattamento, monitoraggio e reporting dei rischi, in relazione alle quali, tenuto conto delle peculiarità e finalità delle stesse, sono adottati specifici strumenti e metodologie.

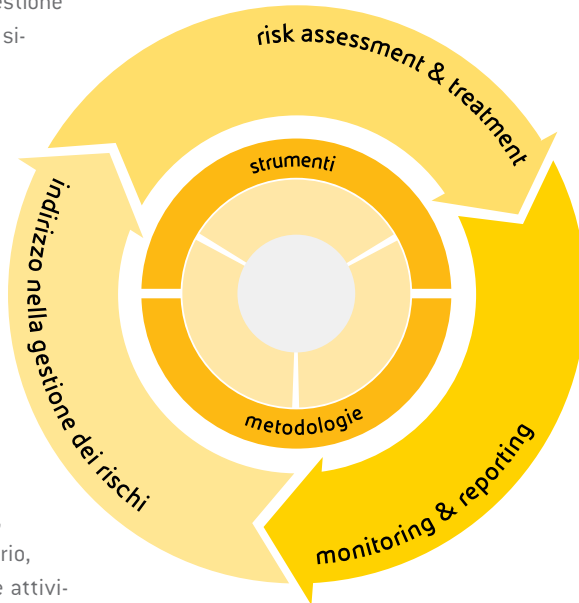
Sulla base degli indirizzi definiti dal CdA, prende avvio l'attività di definizione dell'ambito del risk assessment sui rischi rilevanti per il raggiungimento di obiettivi aziendali (ivi incluse le iniziative di sostenibilità), quest'ultimi sono declinati per Aree di Business, funzioni organizzative, aree funzionali e, ove necessario, per processi. Durante il risk assessment sono svolte le attività di: (i) identificazione dei rischi, finalizzata all'individuazione e alla descrizione dei principali eventi di rischio; (ii) valutazione e analisi, finalizzata a valutare l'entità dei rischi identificati considerando, a tal fine, le cause del rischio, le conseguenze² e la probabilità che queste ultime possano verificarsi. Tale attività fornisce, tra l'altro, informazioni utili per stabilire se e con quali strategie e modalità è necessario attivare azioni di trattamento.

Nel modello RMI sono contemplate tipologie di rischio di varia natura e la relativa categorizzazione (cd. risk model), in linea con le best practice di riferimento, rappresenta un costante ed aggiornato punto di riferimento per la gestione integrata dei rischi. Questa prevede una declinazione degli stessi in rischio Paese, evoluzione normativa, ambiente, finanziari, strategici ed operativi. La caratteristica fondamentale del nuovo modello RMI consiste nella valutazione integrata e trasversale dei rischi secondo scale di classificazione della probabilità (da raro a probabile) e dell'impatto (da trascurabile a estremo). Queste ultime considerano sia aspetti quantitativi (impatto economico-finanziario, come riduzione del cash flow, e operativo-produttivo), sia aspetti qualitativi (impatti sulla reputazione d'azienda, su aspetti sociali, ambiente, salute e sicurezza). Lo stesso rischio viene valutato secondo dimensioni di impatto diverse. La matrice di probabilità e impatto consente di ottenere il livello del rischio (o "risk scoring") come combinazione del livello di probabilità e del livello di impatto.

Per i principali rischi identificati e valutati nell'attività di risk assessment, vengono definite le strategie di trattamento del rischio più opportune, come evitare il rischio, accettarlo, ridurlo o condividerlo.

Il monitoraggio dei principali rischi e dei relativi piani di trattamento attraverso opportuni indicatori (Key Risk Indicator, Key Control Indicator, Key Performance Indicator) consente di individuare aree di miglioramento attinenti alla gestione dei principali rischi, di analizzarne l'andamento rilevando eventuali ulteriori azioni di trattamento (anche con riferimento all'adeguamento e sviluppo dei modelli di risk management) e individuare tempestivamente l'insorgere di nuovi rischi.

Al fine di supportare i processi decisionali e consentire una gestione integrata dei rischi, l'attività di reporting garantisce, a diversi livelli aziendali, la disponibilità e la rappresentazione delle informazioni raccolte ed elaborate durante le fasi previste dal modello.



[2] Impatti o effetti che, al verificarsi del rischio, si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale.

Principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni

- › finanziari
- › Paese
- › evoluzione normativa
- › operativi
- › ambiente
- › strategici

Una descrizione approfondita dei principali rischi di Eni è contenuta nella sezione Fattori di rischio e incertezza.



Eni considera la Corporate Governance ¹ un valore fondante del proprio modello di business, nella consapevolezza che una buona governance sia il pre-requisito per attuare la missione d'impresa nel rispetto degli standard di correttezza ed economicità: il sistema di governance è disegnato per sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e, affiancando la strategia d'impresa, per contribuire al raggiungimento di risultati di business stabili e alla creazione di valore sostenibile di lungo periodo.

Eni, quale prima società italiana per capitalizzazione, è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza. In linea con i principi della Policy Corporate Governance, Eni ha fornito un contributo al dibattito sui temi dell'amministrazione e del controllo delle società quotate, elaborando alcune proposte per il sistema di Corporate Governance italiano. Molte proposte hanno trovato riscontro nelle raccomandazioni di autodisciplina introdotte con il Codice di Autodisciplina nel dicembre 2011 ². Inoltre, nell'ottica di un continuo miglioramento del sistema di Corporate Governance di Eni e delle sue società controllate, nel corso del 2012, sono state intraprese numerose iniziative interne, finalizzate ad attuare al meglio le raccomandazioni del Codice e, ancor più, a promuovere i più elevati principi che Eni persegue in materia.

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

(2) In particolare, sono state recepite nella nuova edizione del Codice di Autodisciplina 2011 le proposte relative alla diversity (non solo di genere) degli Amministratori; la scadenza differenziata degli Amministratori (cd. "staggered board"); il ruolo strategico del Consiglio di Amministrazione; la razionalizzazione dei controlli; lo snellimento delle formalità e procedure assembleari.

(3) In particolare, con riferimento alla composizione degli organi delle società controllate non quotate e alla definizione dei relativi criteri di designazione, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deciso di anticipare gli effetti della legge sull'equilibrio dei generi alle Società Controllate italiane di Eni, prevedendo che sin dai rinnovi 2012 negli organi sociali fosse presente almeno un 1/3 di donne rispetto alle nomine di competenza del socio Eni. In occasione dei rinnovi degli organi sociali che hanno interessato 15 società controllate italiane, per i Consigli di Amministrazione, che sono costituiti da dipendenti di Eni, è stato raggiunto il 35,1% di Amministratori donne, sul totale delle cariche di competenza di Eni, rispetto al precedente 7,4%, e per i collegi sindacali è stato raggiunto il 34,2% di sindaci effettivi donne, sempre sul totale delle cariche di competenza di Eni, rispetto al precedente 2,6%.

La struttura di Corporate Governance di Eni

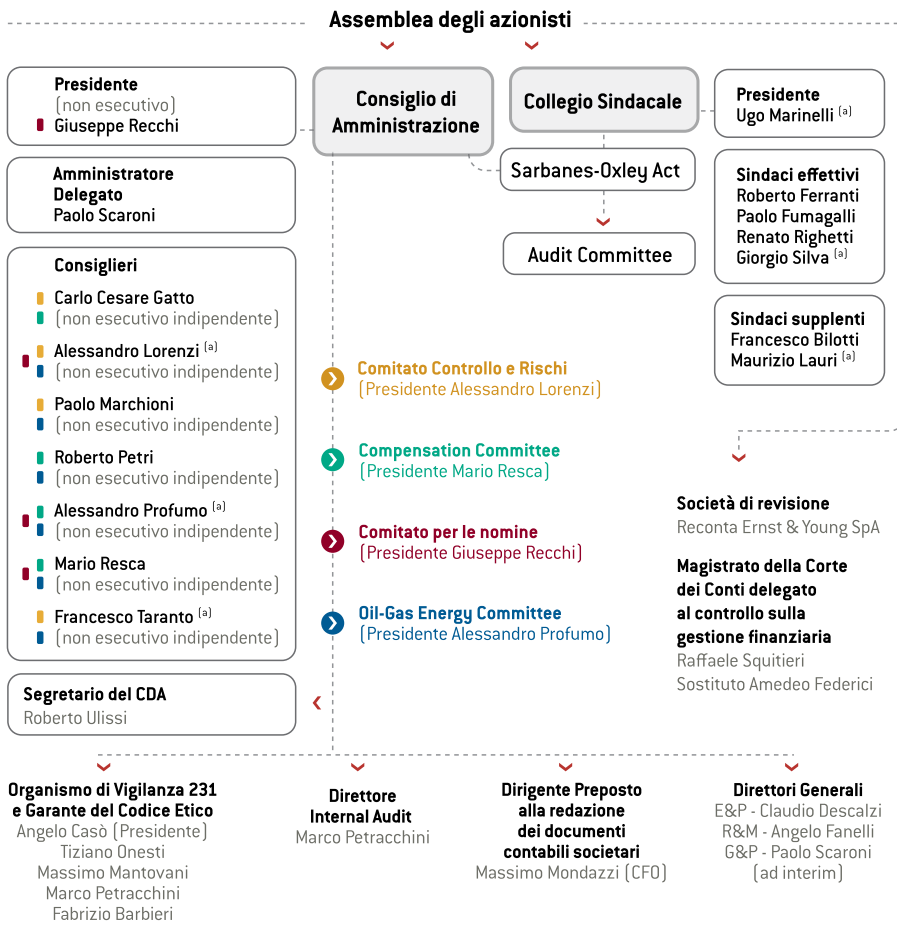
La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di controllo al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del Collegio, sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo. Inoltre, dei 9 Amministratori, 8 sono non esecutivi, e 7 di questi sono in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dalle raccomandazioni di autodisciplina. A partire dal prossimo rinnovo degli organi sociali nella composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale sarà assicurata l'equilibrata rappresentanza dei generi, prevista dalla legge e già recepita dal 2012 nello statuto della Società.

Il Consiglio di Amministrazione, che svolge un ruolo centrale nella governance della Società, ha nominato un Amministratore Delegato e ha attribuito al Presidente le deleghe statutarie per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e accordi internazionali di rilevanza strategica. Fra le proprie riserve di competenza, il Consiglio ha individuato le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge; in particolare, si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno e gestione dei rischi, così come nella definizione delle linee fondamentali della Corporate Governance ³ di Eni. Il Consiglio si è, inoltre, riservato la definizione delle politiche di sostenibilità e la condivisione dei risultati che devono essere presentati all'Assemblea degli azionisti, attraverso un sistema di reporting integrato, in grado di rappresentare come le buone performance di sostenibilità concorrano a creare valore nel lungo termine.

Il Consiglio ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi, il Compensation Committee, il Comitato per le nomine e l'Oil-Gas Energy Committee.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società:



a) Componenti designati dalla lista di minoranza.

Affinché il Consiglio possa assumere decisioni strategiche consapevoli, sovrintendendo e monitorando in modo adeguato sulle attività di gestione, gli Amministratori devono essere informati compiutamente e con il dovuto anticipo. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure e vengono accuratamente preparate, con il supporto del Segretario del Consiglio, dal Presidente, cui è riservato un ruolo di leadership e di moderazione del dibattito, affinché ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale.

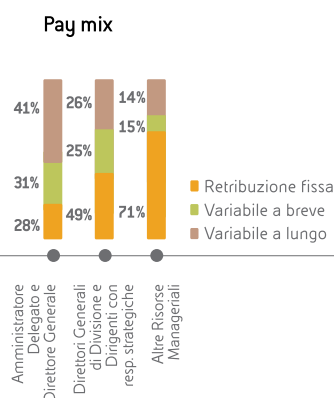
Inoltre, nel giugno 2011, successivamente al rinnovo degli organi sociali, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i Consiglieri e i Sindaci neo-nominati, aperto anche ai componenti confermati. Il programma è proseguito nel 2012 (cd. "ongoing induction"), con l'approfondimento di temi di business e con la visita di alcuni siti operativi. Sostenibilità e etica di impresa sono stati argomenti di induction, con l'obiettivo di formare Amministratori e Sindaci in grado di comprendere come le questioni sociali e ambientali influenzino l'ambito di business dell'azienda, e come le tendenze sociali e normative possono creare nuove opportunità e rischi⁴. Nel corso del 2012, Eni ha svolto un piano di formazione per i nuovi componenti degli organi di amministrazione delle società controllate da Eni, con un particolare approfondimento sul contributo apportato dalla diversità nei Consigli.

(4) Eni è componente del Lead Group Global Compact UN, contribuendo attivamente al progetto "Board Education Program".

Il Consiglio ha inoltre dato corso, per il settimo anno consecutivo, ad un programma di autovalutazione (cd. "board review") della propria composizione e del proprio funzionamento, avvalendosi del supporto di un consulente esterno specializzato e indipendente. Con il supporto dello stesso consulente, il Consiglio di Eni ha affiancato alla board review - per il secondo anno consecutivo - un processo di peer review dei Consiglieri, che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri Amministratori. La board review e la peer review rappresentano uno strumento per il miglioramento continuo della qualità della Governance di Eni ed efficacia del Consiglio.

La politica di remunerazione

La politica di remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con le raccomandazioni di autodisciplina e le best practice in materia, è definita in modo tale da attrarre persone di elevatissimo profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management con l'obiettivo prioritario di creazione di valore per gli azionisti nel medio/lungo periodo. A tal fine, la struttura della remunerazione del top management di Eni è definita in relazione sia al ruolo sia alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe e per significatività del panel competitivo, ed è composta da un equilibrato mix di componenti fisse, e di componenti variabili. Nell'ambito della politica di remunerazione Eni, particolare rilevanza assume la componente variabile collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del business ed operativi, definiti in un'ottica di sostenibilità dei risultati, in coerenza con il Piano Strategico della Società⁵. Le politiche sulla remunerazione, sottoposte all'Assemblea degli azionisti del 2012, ne hanno ottenuto la piena condivisione⁶.



Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso, basato su strumenti e flussi informativi che, coinvolgendo tutte le Persone di Eni, conducono da ultimo agli organi di vertice della Società.

I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le Persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business della Società.

Nel corso del 2012, coerentemente con le raccomandazioni di autodisciplina adottate il 26 aprile 2012, il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza del Comitato Controllo e Rischi, ha avviato alcune rilevanti iniziative per consolidare ulteriormente il sistema di controllo interno, intervenendo in particolare sulla gestione dei rischi. Eni, infatti, sostiene un approccio preventivo ai rischi, che contribuisce a supportare processi decisionali consapevoli, nonché, ove possibile, alla traduzione dei principali rischi in opportunità e vantaggio competitivo.

In tale contesto, in una logica evolutiva del sistema in essere, Eni ha sviluppato un nuovo modello di gestione integrata dei rischi, che, attraverso la diffusione di un linguaggio e strumenti comuni, consenta una visione di sintesi dei principali rischi aziendali.

A tal fine, nell'aprile 2012, sono stati costituiti il Comitato Rischi (presieduto dall'Amministratore Delegato e composto dal top management di Eni) e la Funzione di Risk Management Integrato (alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato). Nella riunione del 13 dicembre 2012, l'Amministratore Delegato ha informato il Consiglio di Amministrazione sulle risultanze del ciclo di risk assessment integrato finalizzato all'identificazione e valutazione dei principali rischi aziendali. Inoltre, sentite le proposte del Comitato Controllo e Rischi, il Consiglio ha approvato i "Principi di Risk Management Integrato", affidando all'Amministratore Delegato, quale Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e gestione dei rischi, il compito di dare attua-

(5) Per maggiori informazioni, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione, disponibile sul sito internet della Società, in cui la Politica sulla remunerazione è oggetto del voto consultivo dell'Assemblea degli azionisti.

(6) In particolare, Eni ha ottenuto un risultato largamente superiore alla media delle principali società quotate italiane. A fronte della partecipazione del 56,4% del capitale sociale, infatti, ha espresso voto favorevole il 92,6% delle azioni presenti, corrispondenti al 52,2% del capitale sociale di Eni.

zione a detti principi attraverso uno specifico strumento normativo aziendale, emesso il 18 dicembre 2012.

Il progetto di razionalizzazione del sistema di controllo e gestione dei rischi ha condotto, altresì, all'adozione, nel marzo 2013, di un documento unitario per la disciplina integrata della materia e la definizione di compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema. In particolare, il Consiglio ha inteso disciplinare il coordinamento fra gli attori del sistema al fine di massimizzarne l'efficienza e di ridurre le duplicazioni di attività, convergendo in momenti temporali unitari i flussi informativi verso il vertice, permettendo così al Consiglio, con il supporto del Comitato controllo e rischi, di valutare il sistema in una visione completa.

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief Financial Officer (CFO) di Eni. Il CFO, inoltre, ricopre il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP), per la cui nomina lo Statuto di Eni richiede specifici requisiti di professionalità e prevede che la proposta di nomina sia formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente. Il CFO/DP predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documentazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestando con l'Amministratore Delegato l'adeguatezza e l'effettiva applicazione di tali procedure, nonché la veridicità e conformità alla normativa applicabile dei documenti contabili. Al CFO/DP di Eni è inoltre attribuito un importante ruolo di supporto a favore della funzione responsabile del processo di Risk Management Integrato della Società.

Trasparenza e comunicazione

Quanto detto riflette, seppur in sintesi, i temi più rilevanti in termini di gestione e controllo che caratterizzano il sistema e le regole di governance. Eni ripone, peraltro, la massima attenzione nella comunicazione aperta e trasparente nei confronti dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder, assicurando un impegno costante per l'effettivo esercizio dei diritti di ciascuno e di tutti gli azionisti. L'impegno di Eni è quello di rendere disponibili informazioni complete, tempestive, comprensibili e accessibili a tutti. Eni riconosce che le informazioni sono un asset aziendale strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato. A tal fine, in data 29 ottobre 2012, il Consiglio di Amministrazione di Eni, su proposta dell'Amministratore Delegato, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, ha approvato la nuova procedura in materia di Market Abuse che, definendo i principi per una corretta gestione interna e comunicazione all'esterno delle informazioni aziendali, consolida in un unico strumento normativo le tre normative previgenti in materia, al fine di razionalizzare e rendere più efficace la disciplina aziendale volta a prevenire gli abusi di mercato.

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,72	0,41	0,28
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,48	0,41	0,36
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	7,90	1,83	0,81
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	29.497	29.121	35.881
Utile operativo		13.866	15.887	18.451
Utile operativo adjusted		13.898	16.075	18.518
Utile netto adjusted		5.609	6.865	7.425
Investimenti tecnici		9.690	9.435	10.307
ROACE Adjusted	(%)	16,0	17,2	17,6
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	11,91	16,98	15,95
Opex per boe ^(b)		6,14	7,28	7,10
Cash flow per boe ^(d)		25,52	31,65	32,77
Finding & Development cost per boe ^{(c) (d)}		19,32	18,82	17,37
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		55,60	72,26	73,39
Produzione di idrocarburi ^{(d) (e)}	(migliaia di boe/giorno)	1.815	1.581	1.701
Riserve certe di idrocarburi ^{(d) (e)}	(milioni di boe)	6.843	7.086	7.166
Vita utile residua delle riserve certe ^{(d) (e)}	(anni)	10,3	12,3	11,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas ^(d)	(%)	127	143	147
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.276	10.425	11.304
di cui: <i>all'estero</i>		6.370	6.628	7.371
Oil spill da incidenti	(barili)	3.820	2.930	3.093
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		18.695	7.657	8.384
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	44	43	49
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	31,20	23,59	28,46
di cui: <i>da flaring</i>		13,83	9,55	9,46
Community investment	(€ milioni)	72	62	59

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

(e) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'aggiornamento ha avuto un impatto di 9 mila boe/giorno sulla produzione e di 40 milioni di boe sul dato delle riserve a inizio periodo. Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Criteri di valutazione" delle Note al bilancio consolidato.

Performance dell'anno

- Nel 2012 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -31,7% per i dipendenti e -12,2% per i contrattisti rispetto al 2011. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività.
- Nel 2012 le emissioni di gas serra registrano un incremento del 20,6% per la ripresa delle attività in Libia. Rimangono sostanzialmente invariate (-0,9%) le emissioni da flaring.
- Nel 2012 i volumi sversati per oil spill registrano un aumento (+5,6% da incidenti; +9,5% da atti di sabotaggio e terrorismo) a seguito essenzialmente degli eventi di forza maggiore e della situazione di sicurezza in Nigeria.
- Raggiunto il migliore risultato di sempre nell'acqua re-iniettata, con un livello pari al 49%. In particolare l'avvio del programma sul giacimento Belayim (Eni 100%) in Egitto ha conseguito il risultato del 99%.
- Nel 2012 il settore Exploration & Production registra una performance record con €7.425 milioni di utile netto adjusted in aumento dell'8,2% rispetto al 2011, trainata dalla ripresa della produzione in Libia.

- La produzione di idrocarburi reported del 2012 è stata di 1.701 mila boe/giorno (+7% su base omogenea) grazie alla ripresa delle attività in Libia e al contributo degli avvii/regimazioni dell'anno, in particolare in Russia e Australia, nonché alle maggiori produzioni in Iraq.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2012 raggiungono il livello record degli ultimi otto anni a 7,17 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 111 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 147% su base omogenea (107% all sources su base omogenea). La vita utile residua delle riserve è di 11,5 anni (12,3 anni nel 2011).

Esplorazione

Il 2012 è stato un anno record per l'attività esplorativa con risorse scoperte pari a 3,64 miliardi di boe, circa sei volte la produzione annua raggiungendo i migliori livelli di sempre, con tempi rapidi di sviluppo e a costi competitivi. L'approccio Eni nella selezione degli obiettivi di crescita, l'applicazione delle nostre avanzate tecnologie e la conoscenza dei bacini core saranno le chiavi per raggiungere i target futuri:

- I numerosi successi registrati in Mozambico nel bacino offshore di Rovuma nell'Area 4 con la scoperta a gas del Mamba Complex hanno consentito di individuare un potenziale esplorativo di 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place, confermando l'area come il più grande ritrovamento di sempre della storia Eni. Gli studi geologici evidenziano un'elevata produttività degli attuali pozzi esplorativi che permetterà di produrre l'ampia resource base dell'area attraverso un numero limitato di pozzi conseguendo livelli di elevata efficienza nel progetto.
- Nel Mare di Barents la campagna di appraisal della scoperta Skrugard e la nuova scoperta Havis hanno evidenziato volumi recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100% nell'intera licenza PL 532 (Eni 30%).
- Le recenti attività di appraisal della scoperta di Sankofa nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, confermano l'elevato potenziale dell'area che viene stimato complessivamente in circa 450 milioni di barili di olio in place.
- Importante scoperta a gas nell'onshore del Pakistan con risorse stimate tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place. Lo sviluppo del giacimento rientra nella strategia di Eni di focalizzazione su asset convenzionali e sinergici.
- Sono state riavviate le attività esplorative onshore in Libia attraverso la perforazione del pozzo esplorativo A1-108/4 che raggiungerà una profondità totale di circa 4.420 metri. Si tratta del primo di una campagna esplorativa onshore che continuerà nel 2013 e che segna un altro passo importante per la ripresa delle attività upstream Eni nel Paese.
- Ulteriori successi esplorativi dell'anno sono stati registrati in Egitto, Congo, Indonesia, Angola, Stati Uniti e Nigeria dove l'immediata disponibilità di infrastrutture consente di ridurre il time-to-market delle risorse scoperte.
- Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi ad elevato potenziale quali Kenia, Liberia, Vietnam, Cipro, nell'offshore Russo e di shale gas in Ucraina nonché in aree di consolidata presenza quali Cina, Pakistan, Indonesia e Norvegia.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.850 milioni, +52,9% rispetto al 2011, e hanno riguardato il completamento di 60 nuovi pozzi esplorativi (34,1 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 40% (40,8% in quota Eni). A fine esercizio risultano 144 pozzi in progress (62 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- È stato firmato l'accordo per la cessione alla società cinese CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%.
- Finalizzato tra le Contracting Companies dell'FPSA di Karachaganak e le Autorità kazake il settlement agreement per la chiusura del contenzioso in materia di recuperabilità contrattuale dei costi. Per effetto dell'accordo le Contracting Companies hanno ceduto pro-quota a KazMunai-Gaz il 10% del progetto per il corrispettivo netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni). La quota Eni nell'iniziativa scende dal 32,5% al 29,25%.
- È stato firmato un accordo con Anadarko Petroleum Corporation che consentirà di realizzare in Mozambico un programma di sviluppo coordinato delle attività offshore in comune tra l'Area 4, operata da Eni, e l'Area 1, operata da Anadarko, che include la progettazione e realizzazione congiunta di impianti onshore per la produzione di GNL nel nord del Paese.
- È stato firmato con la compagnia di stato vietnamita PetroVietnam un Memorandum of Understanding per lo sviluppo di opportunità di business in Vietnam e all'estero.
- I partner del Consorzio di Kashagan e le Autorità kazakhe hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del piano di sviluppo (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. L'avvio della produzione commerciale è previsto entro il primo semestre 2013.
- È stato raggiunto un Memorandum d'intesa con le Autorità regionali dello Yamal-Nenets, in Russia, per la realizzazione congiunta di progetti socio-economici e culturali nella regione.
- Sono stati realizzati percorsi formativi nel campo dei Diritti Umani destinati al personale, impegnato in particolare nel campo della sicurezza, presso le realtà operative del Congo e dell'Angola. Il programma ha coinvolto complessivamente circa 900 persone nelle aree di Pointe Noire e Luanda, rispettivamente.
- Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio titoli e di selezione delle opportunità al fine di migliorare il costo di produzione

Eni a vita intera, sono stati ceduti asset in produzione e sviluppo in Italia, Nigeria, Norvegia, Regno Unito e nell'offshore del Golfo del Messico.

➤ È stato approvato dalle autorità venezuelane il piano di sviluppo del progetto a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. Inoltre nel corso dell'anno sono state sanzionate le ulteriori due fasi sviluppo in programma, con l'obiettivo di raggiungere un plateau stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

➤ Sono stati sanzionati importanti progetti, oltre al già citato giacimento Perla, in particolare in Angola, Congo e Nigeria e altri minori in Italia che contribuiranno con 59 mila boe/giorno di nuova produzione al 2016.

➤ Sono stati investiti €8.304 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo (+12,9% rispetto al 2011), in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Italia, Kazakhstan, Angola e Algeria.

➤ Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €94 milioni (€90 milioni nel 2011).

Riserve

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Dal 2009 i prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buy-back.

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii)

mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore¹; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 25 anni nel settore petrolifero e oltre 15 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

[1] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione² indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti³. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni con-

trattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2012 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton³ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2012 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 33% delle riserve Eni al 31 dicembre 2012⁴.

Nel triennio 2010-2012 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2012 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Bouri e Bu Attifel (Libia) e M'Boundi (Congo).

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2011	5.940	1.146	7.086
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	609	406	1.015
Effetto prezzo	(60)	(2)	(62)
Promozioni nette	549	404	953
Cessioni	(212)	(38)	(250)
Produzione	(610)	(13)	(623)
Riserve certe al 31 dicembre 2012	5.667	1.499	7.166
Tasso di rimpiazzo organico ^(a)	(%)		147
Tasso di rimpiazzo all sources ^(a)	(%)		107

(a) Valori al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas aggiornato nel 2012 in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,43 barili.

Nel 2012 le promozioni nette a riserve certe di 953 milioni di boe, che includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas (40 milioni di boe), sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+576 milioni di boe) in particolare in Venezuela, Kazakhstan, Nigeria ed Egitto; (ii) nuove scoperte, estensioni e altro (+349 milioni di boe), in particolare in Venezuela, Kazakhstan e Angola; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+28 milioni di boe) in particolare in Algeria e Nigeria.

Si evidenzia che nonostante la conferma del prezzo del marker Brent a 111 \$/barile, le promozioni scontano un effetto prezzo negativo di 62 milioni di boe dovuto a variazioni dei prezzi di greggi e gas equity che influenzano i meccanismi di PSA e contratti di servizio e la valutazione di economicità delle code di produzione.

Le cessioni dell'anno risultano pari a 250 milioni di boe e sono riferite principalmente alle operazioni di disinvestimento in Snam (in particolare con la dismissione di 139 milioni di boe di riserve di Stogit) e in Galp (-38 milioni di boe) (per ulteriori informazioni v. il capitolo "Dismissioni"). Inoltre si rileva la cessione di una quota in Karachaganak (-48 milioni di boe, per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Karachaganak") e di altri asset minori (-25 milioni di boe).

Escludendo l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, il tasso di rimpiazzo organico⁵ è pari al 147%. Il tasso di rimpiazzo all sources è stato del 107% su base omogenea. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,5 anni (12,3 anni nel 2011).

[2] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

[3] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2012.

[4] Includo le riserve delle società in joint venture e collegate.

[5] Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2012 ammontano a 3.650 milioni di boe (che includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas pari a 20 milioni di boe), di cui 1.544 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 328 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa, Russia e Venezuela. Le società consolidate detengono riserve certe non sviluppate per 1.322 milioni di barili di liquidi e 148 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel 2012 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 334 milioni di boe a seguito di approvazioni di nuovi progetti essenzialmente in Venezuela, Angola e Congo (circa 438 milioni di boe) e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico, contrattuale, effetto prezzo e operazioni di portafoglio. Durante il 2012, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 227 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Samburskoye (Russia), CAFC e MLE (Algeria), Seth (Egitto), Marulk e Tyrihans (Norvegia), M'Boundi (Congo), Clochas (Angola), Zubair (Iraq) e Nikaitchuq (Stati Uniti).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €1,9 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione quali l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte di compagnie di Stato e altre agenzie

governative, la firma dei contratti gas, l'accordo con i partner in joint venture. Eni valuta circa 1,1 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (circa 0,6 miliardi di boe) dove le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro il primo semestre del 2013 (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan", dove è descritto lo stato di avanzamento del progetto); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,27 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti tra cui un asset a gas in Siberia dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 431 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Australia, Egitto, Libia, Nigeria, Norvegia e Russia.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 72% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

Riserve certe di petrolio e gas naturale ^(a)									
	2010			2011			2012		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate									
Italia	248	74.877	724	259	70.520	707	227	46.201	524
<i>Sviluppate</i>	183	58.379	554	184	55.989	540	165	37.512	406
<i>Non sviluppate</i>	65	16.498	170	75	14.531	167	62	8.689	118
Resto d'Europa	349	39.659	601	372	40.360	630	351	37.317	591
<i>Sviluppate</i>	207	31.220	405	195	28.156	374	180	26.184	349
<i>Non sviluppate</i>	142	8.439	196	177	12.204	256	171	11.133	242
Africa Settentrionale	978	175.767	2.096	917	175.303	2.031	904	157.418	1.915
<i>Sviluppate</i>	656	87.789	1.215	622	86.929	1.175	584	77.013	1.080
<i>Non sviluppate</i>	322	87.978	881	295	88.374	856	320	80.405	835
Africa Sub-Sahariana	750	60.239	1.133	670	55.186	1.021	672	58.341	1.048
<i>Sviluppate</i>	533	43.884	812	483	40.699	742	456	40.477	716
<i>Non sviluppate</i>	217	16.355	321	187	14.487	279	216	17.864	332
Kazakhstan	788	53.063	1.126	653	46.642	950	670	57.701	1.041
<i>Sviluppate</i>	251	45.893	543	215	41.917	482	203	39.686	458
<i>Non sviluppate</i>	537	7.170	583	438	4.725	468	467	18.015	583
Resto dell'Asia	139	24.664	295	106	19.405	230	82	15.925	184
<i>Sviluppate</i>	39	15.856	139	34	14.958	129	41	10.538	108
<i>Non sviluppate</i>	100	8.808	156	72	4.447	101	41	5.387	76
America	134	15.002	230	132	16.699	238	154	12.709	236
<i>Sviluppate</i>	62	12.211	141	92	10.887	162	109	9.453	170
<i>Non sviluppate</i>	72	2.791	89	40	5.812	76	45	3.256	66
Australia e Oceania	29	15.393	127	25	17.103	133	24	16.197	128
<i>Sviluppate</i>	20	15.268	117	25	13.909	112	24	13.003	107
<i>Non sviluppate</i>	9	125	10		3.194	21		3.194	21
Totale società consolidate	3.415	458.664	6.332	3.134	441.218	5.940	3.084	401.809	5.667
<i>Sviluppate</i>	1.951	310.500	3.926	1.850	293.444	3.716	1.762	253.866	3.394
<i>Non sviluppate</i>	1.464	148.164	2.406	1.284	147.774	2.224	1.322	147.943	2.273
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa				50			2		
<i>Sviluppate</i>				3			2		
<i>Non sviluppate</i>				47					
Africa Settentrionale	19	696	23	17	568	21	17	460	20
<i>Sviluppate</i>	18	627	22	16	498	19	17	460	20
<i>Non sviluppate</i>	1	69	1	1	70	2			
Africa Sub-Sahariana	6	3.339	28	22	9.580	83	16	10.007	81
<i>Sviluppate</i>	4	107	5	4	108	4			
<i>Non sviluppate</i>	2	3.232	23	18	9.472	79	16	10.007	81
Resto dell'Asia	44	43.030	317	110	85.880	656	114	86.183	668
<i>Sviluppate</i>	5	6.051	43		665	5	8	11.388	82
<i>Non sviluppate</i>	39	36.979	274	110	85.215	651	106	74.795	586
America	139	627	143	151	37.015	386	119	95.006	730
<i>Sviluppate</i>	25	173	26	25	237	26	19	164	20
<i>Non sviluppate</i>	114	454	117	126	36.778	360	100	94.842	710
Totale società in joint venture e collegate	208	47.692	511	300	133.093	1.146	266	191.658	1.499
<i>Sviluppate</i>	52	6.958	96	45	1.511	54	44	12.014	122
<i>Non sviluppate</i>	156	40.734	415	255	131.582	1.092	222	179.644	1.377
Riserve certe di petrolio e gas naturale	3.623	506.356	6.843	3.434	574.311	7.086	3.350	593.467	7.166
<i>Sviluppate</i>	2.003	317.458	4.022	1.895	294.955	3.770	1.806	265.880	3.516
<i>Non sviluppate</i>	1.620	188.898	2.821	1.539	279.356	3.316	1.544	327.587	3.650

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Criteri di valutazione" delle Note al bilancio consolidato.

Produzione

Nel 2012 la produzione di idrocarburi reported è stata di 1,701 milioni di boe/giorno calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,43 barili a partire dal 1° luglio 2012. Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione è aumentata del 7% rispetto al 2011. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia, dagli avvii/regimazioni di nuovi giacimenti in Russia e Australia, nonché dalle maggiori produzioni in Iraq. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori produzioni nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) operato da altra Oil Major, dagli eventi di forza maggiore in Nigeria e dai declini dei giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nel 2011).

La produzione di petrolio (882 mila barili/giorno) è aumentata di 37 mila barili/giorno, pari al 4,4%. I principali driver sono stati il ramp-up della produzione libica e la maggiore produzione in particolare in: (i) Australia, a seguito della regimazione del giacimento offshore Kitan (Eni operatore con il 40%); (ii) Iraq, con la produzione incrementale del giacimento Zubair (Eni 32,8%). Le riduzioni sono state registrate nel Regno Unito e in Nigeria, per i motivi sopra citati, nonché dai declini produttivi, in particolare in Angola.

La produzione di gas naturale (127 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 11 milioni di metri cubi/giorno, pari al 9,5%. La crescita è stata trainata principalmente dal ramp-up delle produzioni libiche e dagli start-up in: (i) Russia, con il giacimento Samburskoye (Eni 29,4%) attraverso l'avvio dei primi due treni di trattamento e con un livello produttivo stimato in 95 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni); (ii) Egitto, con il giacimento Seth nella concessione offshore di Ras el Barr (Eni 50%). Il plateau produttivo è stimato in 4,8 milioni di metri cubi di gas/giorno (circa 11 mila boe/giorno in quota Eni). Tali fattori positivi sono

stati parzialmente compensati dalle minori produzioni nel Regno Unito e dai problemi tecnici negli Stati Uniti.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 598,7 milioni di boe. La differenza di 23,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 622,6 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (25,5 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (325,4 milioni di barili) è stata destinata per circa il 57% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 25% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (42,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 29% al settore Gas & Power.

Nel 2012 si registra un trend in aumento rispetto all'anno precedente per i volumi sversati in seguito ad incidenti e ad atti di sabotaggio e terrorismo (+5,6% e +9,5%, rispettivamente). Gli oil spill dovuti a sabotaggio/terrorismo sono concentrati essenzialmente in Nigeria mentre i volumi sversati a seguito di incidenti sono registrati principalmente in Congo, Egitto e Nigeria. Eni continua a monitorare le proprie attività produttive e ad avviare tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni: gli oil spill da incidenti sul totale produzione registrano una riduzione del 4,4% rispetto al 2011 e la spesa per la prevenzione degli oil spill è raddoppiata nel 2012, superando €30 milioni.

Pozzi produttivi

Nel 2012 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.512 (3.213,1 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.927 (2.037,8 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.585 (1.175,3 in quota Eni). Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Pozzi produttivi ^(a)

(numero)	2012			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	242,0	196,1	621,0	536,6
Resto d'Europa	460,0	69,7	180,0	89,2
Africa Settentrionale	1.447,0	702,3	154,0	59,2
Africa Sub-Sahariana	2.858,0	542,2	383,0	27,6
Kazakhstan	102,0	29,1		
Resto dell'Asia	642,0	404,1	889,0	336,6
America	169,0	90,5	344,0	122,8
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	5.927,0	2.037,8	2.585,0	1.175,3

(a) Include 2.203 (747,7 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Produzione giornaliera di idrocarburi ^(a) ^(b)									
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2010			2011			2012		
Italia	61	19,1	183	64	19,1	186	63	19,7	189
Resto d'Europa	121	15,9	222	120	15,2	216	95	13,0	178
Croazia		1,3	8		0,9	5		0,7	5
Norvegia	74	7,7	123	80	8,0	131	74	8,2	126
Regno Unito	47	6,9	91	40	6,3	80	21	4,1	47
Africa Settentrionale	297	47,2	597	204	35,8	432	267	48,8	581
Algeria	74	0,5	77	69	0,5	72	71	1,1	78
Egitto	96	21,4	232	91	22,7	236	88	22,8	235
Libia	116	24,7	273	36	12,0	112	101	24,4	258
Tunisia	11	0,6	15	8	0,6	12	7	0,5	10
Africa Sub-Sahariana	318	12,5	397	275	14,3	366	245	15,1	343
Angola	110	0,9	115	92	0,9	98	78	1,0	85
Congo	98	1,9	110	87	3,4	108	82	3,4	104
Nigeria	110	9,7	172	96	10,0	160	85	10,7	154
Kazakhstan	65	6,7	108	64	6,5	106	61	6,3	102
Resto dell'Asia	47	12,3	125	33	11,4	106	41	11,1	112
Cina	6	0,2	7	7	0,1	8	8	0,1	9
India	1	1,0	8		0,6	4		0,3	2
Indonesia	1	1,9	13	1	1,6	12	1	1,7	12
Iran	21		21	6		6	3		3
Iraq	5		5	7		7	18		18
Pakistan	1	9,2	59	1	9,1	58	1	8,8	57
Turkmenistan	12		12	11		11	10	0,2	11
America	60	11,2	132	55	9,5	115	72	8,1	124
Ecuador	11		11	7		7	25		25
Stati Uniti	49	9,4	109	48	7,9	98	47	6,4	88
Trinidad e Tobago		1,8	12		1,6	10		1,7	11
Australia e Oceania	9	2,7	26	11	2,8	28	18	2,9	37
Australia	9	2,7	26	11	2,8	28	18	2,9	37
	978	127,6	1.790	826	114,6	1.555	862	125,0	1.666
Società in joint venture e collegate									
Angola	3		3	3	0,1	4	2	0,1	2
Brasile				1		1	2		2
Indonesia	1	0,8	6	1	0,7	6	1	0,7	6
Russia							2	1,5	11
Tunisia	4	0,2	5	5	0,2	6	4	0,2	5
Venezuela	11		11	9		9	9		9
	19	1,0	25	19	1,0	26	20	2,5	35
Totale	997	128,6	1.815	845	115,6	1.581	882	127,5	1.701
Totale al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	-	-	1.815	-	-	1.581	-	-	1.692

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio).

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (10,9, 9,1 e 9 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2012, 2011 e 2010).

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2012 sono stati ultimati 60 nuovi pozzi esplorativi ⁶ (34,1 in quota Eni), a fronte dei 56 (28 in quota Eni) del 2011 e dei 47 (23,8 in quota Eni) del 2010.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 40% (40,8% in quota Eni) a fronte del 42% (38,6% in quota Eni) del 2011 e del 41% (39% in quota Eni) nel 2010.

Sviluppo

Nel 2012 sono stati ultimati 351 nuovi pozzi di sviluppo (163,6 in quota Eni), a fronte dei 407 (186,1 in quota Eni) del 2011 e dei 399 (178 in quota Eni) del 2010.

È attualmente in corso la perforazione di 109 pozzi di sviluppo (36,9 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Perforazione esplorativa								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2010		2011		2012		2012	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia		0,5			1,0		5,0	3,4
Resto d'Europa	1,7	1,1	0,3	0,7	1,0	1,0	19,0	7,2
Africa Settentrionale	9,3	8,1	6,2	3,4	6,3	11,3	17,0	11,7
Africa Sub-Sahariana	2,3	4,7	0,6	2,6	4,5	5,1	57,0	24,2
Kazakhstan						0,8	8,0	1,4
Resto dell'Asia	1,0	2,8	0,2	7,6	0,5	0,6	27,0	11,2
America		6,3	2,5			0,1	10,0	2,4
Australia e Oceania	1,0	0,4		1,4		0,4	1,0	0,5
	15,3	23,9	9,8	15,7	13,3	19,3	144,0	62,0

Perforazione di sviluppo								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2010		2011		2012		2012	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	23,9	1,0	25,3		18,0	1,0	3,0	2,6
Resto d'Europa	2,9	0,2	3,3	0,3	2,9	0,6	9,0	1,8
Africa Settentrionale	44,3	0,3	55,9	1,1	46,0	1,6	19,0	8,1
Africa Sub-Sahariana	28,0	2,5	28,2	1,0	27,4	0,3	19,0	4,4
Kazakhstan	1,8		1,3		1,4		16,0	2,9
Resto dell'Asia	41,7	1,8	39,2	2,5	41,2	0,1	36,0	14,2
America	27,6	0,5	27,6		23,1		7,0	2,9
Australia e Oceania	1,5		0,4					
	171,7	6,3	181,2	4,9	160,0	3,6	109,0	36,9

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

Superfici

Al 31 dicembre 2012 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.072 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 43 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 251.170 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.939 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 210.231 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2012 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Cina, Indonesia, Kenia, Liberia, Norvegia, Pakistan e Ucraina per una superficie di circa 51.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di alcune licenze in Algeria, Australia, Egitto, India, Irlanda, Nigeria, Timor Leste, Stati Uniti, Regno Unito e Pakistan per circa 22.000 chilometri quadrati e (iii) dall'uscita totale da Brasile e Mali, per circa 22.000 chilometri quadrati.

(6) Sono inclusi i pozzi temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2011		31 dicembre 2012					Totale Sup. netta ^(a)
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a) (b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a) (b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	
EUROPA	26.023	288	17.191	27.199	44.390	11.150	16.273	27.423
Italia	16.872	151	10.847	11.438	22.285	9.011	8.545	17.556
Resto d'Europa	9.151	137	6.344	15.761	22.105	2.139	7.728	9.867
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.335	52	2.264	6.226	8.490	346	2.330	2.676
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.014	65	2.055	647	2.702	776	138	914
Ucraina	45	12	50	3.840	3.890	30	1.911	1.941
Altri Paesi	2.802	3		3.080	3.080		1.381	1.381
AFRICA	137.220	287	64.075	192.079	256.154	19.891	122.905	142.796
Africa Settentrionale	30.532	119	31.988	17.691	49.679	14.066	7.324	21.390
Algeria	9.065	41	2.640	1.158	3.798	1.071	161	1.232
Egitto	5.898	57	4.937	7.845	12.782	1.771	2.819	4.590
Libia	13.295	10	17.947	8.688	26.635	8.950	4.344	13.294
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	106.688	168	32.087	174.388	206.475	5.825	115.581	121.406
Angola	6.218	78	4.804	20.037	24.841	636	5.443	6.079
Congo	5.020	26	1.835	7.681	9.516	1.027	4.008	5.035
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.885	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Kenia		3		35.724	35.724		35.724	35.724
Liberia		3		8.145	8.145		2.036	2.036
Mozambico	9.502	1		12.956	12.956		9.069	9.069
Nigeria	8.491	41	25.448	10.838	36.286	4.162	3.484	7.646
Repubblica Democratica del Congo	263	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	61.502	5		59.578	59.578		39.862	39.862
ASIA	55.284	73	17.126	101.554	118.680	5.778	52.264	58.042
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	95	774	869
Resto dell'Asia	54.404	67	16.802	96.945	113.747	5.683	51.490	57.173
Cina	5.365	11	200	10.456	10.656	39	10.456	10.495
India	9.206	11	206	16.546	16.752	109	6.099	6.208
Indonesia	17.719	13	1.735	28.490	30.225	656	19.078	19.734
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	352	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	9.289	19	8.430	20.210	28.640	2.478	8.055	10.533
Russia	1.469	4	3.501	1.495	4.996	1.029	440	1.469
Timor Leste	6.740	2		5.148	5.148		4.118	4.118
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	10.209	409	4.571	14.180	18.751	3.074	6.001	9.075
Brasile	795							
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	5.123	393	1.826	6.206	8.032	925	3.707	4.632
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	914	6	378	2.427	2.805	98	968	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	25.685	15	1.980	23.102	25.082	1.046	12.788	13.834
Australia	25.647	14	1.980	22.338	24.318	1.046	12.750	13.796
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	254.421	1.072	104.943	358.114	463.057	40.939	210.231	251.170

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Le attività hanno riguardato prevalentemente azioni di manutenzione ordinaria e ottimizzazione di impianti e giacimenti esistenti. In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998; a fine anno sono iniziati i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas per arrivare alla capacità produttiva di 104 mila barili/giorno.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione sui campi di Antonella, Barbara, Basil, Brenda, Gela, Naomi & Pandora e Porto Corsini; (ii) attività di upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara; (iii) l'allacciamento alle facility produttive presenti del pozzo di Colle Sciarra (Eni 50%).

Nell'ambito degli accordi siglati con gli enti locali nell'area di Ravenna, proseguono i progetti per la preservazione dell'ecosistema in particolare nelle Valli di Comacchio nel Parco del Delta del Po.

Nell'ambito delle iniziative di efficienza energetica, sono state studiate iniziative volte all'applicazione di tecnologie innovative, tra cui: (i) la tecnologia Organic Rankine Cycle (ORC) per aumentare l'efficienza delle centrali di compressione gas con risparmio di emissioni di CO₂, di cui è prevista una realizzazione presso la centrale di Fano; e (ii) l'ottimizzazione del processo di refrigerazione del GNL, oggetto di brevetto Eni, che permette aumenti dell'efficienza complessiva.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella licenza PL 532 (Eni 30%), con la campagna di appraisal del potenziale minerario della scoperta a olio e gas di Skrugard e con la nuova scoperta del giacimento a olio e gas Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in circa 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente; (ii) nella licenza PL 533 (Eni 40%), con la scoperta a gas e condensati di Salina.

Sono state acquisite quattro licenze esplorative: (i) la PL 091D con la quota del 7,9% nel Mare di Norvegia; (ii) la PL 697 (Eni 65%, operatore), PL 657 (Eni 80%, operatore) e PL 696 (Eni 30%) nel Mare di Barents. Nell'aprile 2012 Eni ha sottoscritto con la società Solveig Gas Norway AS un accordo per la cessione della partecipazione nella Gassled JV (Eni 1,43%), un sistema di gasdotti e di terminal per il trasporto di gas naturale. La cessione si è perfezionata alla fine dell'anno, per un prezzo pari a circa €130 milioni.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2014, con una produzione a regime di circa 100 mila barili/giorno. Nel corso del 2012 è stato completato l'emergency oil spill preparedness program attraverso il coinvolgimento di tutti gli stakeholder dell'area con la verifica di tutte le fasi di risposta ad una fuoriuscita di petrolio. Il test ha coinvolto l'operatore Eni, il partner dell'iniziativa e l'autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché altro personale e risorse del settore pubblico e privato. In particolare sono stati elaborati e testati metodi di pulizia della costa, sviluppate metodologie

di intervento rapido anche mediante mezzi navali abitualmente utilizzati per la pesca. I risultati hanno evidenziato come il progetto Goliat dispone di un sistema d'avanguardia per la gestione di oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie. Le Autorità norvegesi hanno riconosciuto tale progetto come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico.

Regno Unito Nel corso del 2012 è stato siglato un accordo per la cessione degli asset in sviluppo/produzione di Mariner (Eni 20%), Andrew (Eni 16,21%), Kinnoul (Eni 16,67%), Flotta Catchment Area (Eni 20%) e altri minori. Alla fine dell'anno è stata perfezionata la cessione del giacimento Mariner. La completion date relativa agli altri asset è prevista nel corso del 2013. Gli accordi raggiunti rientrano nella strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio titoli del Paese.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le attività di costruzione delle facility produttive e di trattamento. Lo start-up produttivo è atteso entro la fine del 2013; (ii) il giacimento West Franklin (Eni 21,9%) con la costruzione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area.

Nel corso del 2012 è stato risolto l'incidente causato da una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso il giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel Mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Il giacimento è in shut down da fine marzo e il riavvio della produzione è avvenuto nel corso del primo trimestre 2013. L'impatto sulla produzione dell'anno è stimato in circa 7 milioni di barili.

Africa Settentrionale

Algeria È stata avviata la produzione del giacimento MLE (Eni 75%) nell'ambito del programma di sviluppo congiunto con il giacimento CAFCA. È in marcia un impianto di trattamento gas con una capacità produttiva ed export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15.000 barili di olio e condensato e 12.000 barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese.

Proseguono le attività del progetto CAFCA oil. Il programma di sviluppo prevede la costruzione di un impianto per il trattamento dell'olio che sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Lo start-up è atteso nel 2015. Il progetto congiunto MLE-CAFCA prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2016.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con le scoperte a olio di BLNE-2 e BMSW-1 in prossimità del giacimento Bayim (Eni 100%), entrambi allacciati alle facility presenti nell'area; (ii) nel Delta del Nilo (Eni 50%) con le scoperte offshore a gas di Ha'py-12, Taurt North-1, Seth South-1, Plio-1C e onshore a gas di El Qara N-2; (iii) nella development lease di Meleiha (Eni 56%) con le scoperte a olio di Rosa North-1X e di Emry Deep 1X e 4X. Il giacimento Emry Deep è stato avviato nel corso dell'anno con una produzione di circa 18 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni); e (iv) nella development lease di West Razzak (Eni 80%) con la scoperta a olio di Aghar NN-1X. Tutte le recenti scoperte sono caratte-

rizzate da un rapido time-to-market e in linea con la strategia Eni di focalizzazione su asset convenzionali e sinergici.

Nel corso del 2012 è stata avviata la produzione del giacimento a gas di Seth trattata dall'impianto onshore di El Gamil, nella concessione offshore di Ras el Barr (Eni 50%). Il plateau produttivo è stimato in 4,8 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 11 mila boe/giorno in quota Eni). È stato potenziato nel corso dell'anno il sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario. Il livello di acqua reiniettata è del 99% pari a 27 mila metri cubi/giorno. Proseguono le attività di perforazione di pozzi di infilling.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il potenziamento della capacità di compressione dell'impianto di El Gamil e di Abu Madi a supporto della produzione dell'area; (ii) il completamento con conseguente start-up di un impianto ibrido fossile/solare nel giacimento di Aghar nella development lease di West Razzak. La tecnologia, frutto di un brevetto Eni, permette il risparmio di combustibile durante le operazioni di produzione di petrolio attraverso l'utilizzo in parallelo di pannelli fotovoltaici.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con la scoperta a olio di Vandumbu 1, primo pozzo di commitment del secondo periodo esplorativo; (ii) nel Blocco 2 (Eni 20%), con la perforazione del pozzo Etele Tampa 7, mineralizzato a gas e condensati.

È stata avviata la produzione del progetto Kizomba satelliti-fase 1, nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%). Il picco produttivo di 72 mila barili/giorno (12 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. Nel corso del 2012 sono stati sanzionati tre progetti di sviluppo: (i) la seconda fase di sviluppo del progetto Kizomba satelliti. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso nel 2015; (ii) il progetto Mafumeira nell'Area A del Blocco 0 (Eni 9,8%). Proseguono le attività di sviluppo, con start-up previsto nel 2015; (iii) la scoperta Lianzi (Eni 10%).

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2014 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a 50 mila barili/giorno di condensati e GPL. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio delle esportazioni è previsto nel corso del 2013. Nel corso dell'anno è stato raggiunto un nuovo accordo tra i partner dell'iniziativa e le Autorità locali per la commercializzazione del GNL sul mercato asiatico ed europeo.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a gas Nene Marine 1, confermando l'elevato potenziale dell'area.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, opera-

to) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring nel 2013. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electricque du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2012 le forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel 2012 è stato sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento a gas e condensati di Litchendjili nel Blocco Marine XII. Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione sui giacimenti operati di Foukanda e di Mwafi (Eni 65%). L'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero Eni hanno consentito di raggiungere un incremento produttivo in entrambe le aree. Nel corso dell'anno è stato avviato il social project integrato Hinda per la riabilitazione e la costruzione di scuole e ambulatori, la costruzione di infrastrutture per la gestione e l'approvvigionamento di acqua e la realizzazione di un centro di formazione per l'agricoltura.

Ghana L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni 47,22%, operatore) con: (i) il pozzo Sankofa East-1X, prima scoperta commerciale a olio nell'area, che ha prodotto circa 5 mila barili/giorno di ottima qualità in fase di test; (ii) il pozzo di appraisal Sankofa East-2A, che ha confermato l'elevato potenziale dell'area anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili. Sono stati avviati studi per un rapido sviluppo commerciale.

Nel luglio 2012 Eni e gli altri partner della licenza OCPT hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia del Paese per lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve a gas scoperte nell'area. In particolare, una delle linee guida di sviluppo comprenderà il mercato domestico del gas, settore in crescita e rispetto al quale Eni e gli altri partner intendono rivestire un ruolo trainante.

Proseguono le attività a sostegno delle comunità locali. Le iniziative in corso riguardano: lo sviluppo economico con programmi rivolti alle donne e ai giovani; miglioramento delle condizioni sanitarie con particolare riferimento alla popolazione infantile.

Mozambico Nel marzo 2013 è stato firmato l'accordo per la cessione alla società cinese CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%.

Contestualmente Eni e CNPC hanno firmato un Joint Study Agreement per lo sviluppo del blocco a shale gas denominato Rongchang, che si estende per circa 2.000 chilometri quadrati nel Sichuan Basin, in Cina. Quest'area è ad oggi la più promettente nel Paese.

Nel 2012 nell'ambito della campagna di esplorazione e appraisal di Mamba sono stati conseguiti nuovi, importanti successi esplorativi con le scoperte mineralizzate a gas di Mamba Sud 2, Mamba Nord 1, Mamba Nord Est 1 e 2 nonché Coral 1 e 2 nell'Area 4. Queste ultime scoperte di Mamba Nord Est e Coral rivestono particolare importanza in quanto hanno individuato nuovi livelli di reservoir indipendenti da quelli sinora perforati con i pozzi di Mamba, e contenuti esclusivamente nell'Area 4. Complessivamente i pozzi di scoperta hanno dimostrato l'esistenza di accumuli di gas che si stima possano raggiungere 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place. La FID è attesa nel 2014.

Nuovo successo esplorativo a gas è stato registrato a inizio 2013 con il pozzo di delineazione di Coral 3. La nuova scoperta conferma il potenziale dell'area operata da Eni. Le produttività dei pozzi Coral sono risultate eccellenti.

Eni ha in programma la perforazione di un ulteriore pozzo di delineazione, Mamba Sud 3, prima di avviare una nuova campagna esplorativa nella parte meridionale dell'Area 4.

Nel dicembre 2012 Eni ha firmato un accordo con Anadarko Petroleum Corporation che consentirà di realizzare un programma di sviluppo coordinato delle attività offshore in comune tra l'Area 4 e l'Area 1, operata da Anadarko. Inoltre, le due compagnie hanno pianificato la progettazione e realizzazione congiunta di impianti onshore per la produzione di GNL nel nord del Paese.

Sono state individuate alcune tematiche di intervento locale quali la pubblica istruzione, la salute, lo sviluppo socio-economico e l'ambiente, e sono in corso studi di fattibilità per l'implementazione dei progetti. È stato prima avviato un programma di reclutamento di 45 neolaureati dell'università del Mozambico selezionati per due anni di formazione in Italia e più recentemente, nel novembre 2012, è stata avviata una seconda campagna di selezione per un'ulteriore iniziativa formativa da svolgersi nel corso del 2013.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nell'OPL 282 (Eni 90%) con il pozzo di Tinpa 1 mineralizzato a olio; (ii) nell'OPL 2009 (Eni 49%) con i pozzi a olio di Afiando 1 e 2.

Nel corso dell'anno è stata completata la cessione della partecipazione del 5% nei blocchi in produzione OML 30, 34 e 40 in linea con la strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio di asset e di una crescita selettiva degli investimenti.

Nel service contract OML 119 è avvenuto lo start-up della Phase 2A, con una produzione di picco di 15 mila barili/giorno.

Nell'ambito di alcuni Memorandum of Understanding siglati con le comunità del Delta del Niger, sono stati completati alcuni progetti con l'obiettivo di migliorare l'accesso ai servizi sanitari e di educazione, iniziative nel campo dell'agricoltura e la realizzazione di infrastrutture a sostegno dello sviluppo locale. In particolare, sono stati ultimati: (i) nove progetti di riabilitazione di scuole e strutture educative per 25 comunità; (ii) otto progetti per favorire l'accesso all'acqua potabile attraverso l'installazione di infrastrutture presso 13 comunità; e (iii) quindici progetti per la fornitura di energia elettrica. Le attività proseguono con l'obiettivo di raggiungere 22 comunità locali.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny. È in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. In fase di completamento la

flowstation di Ogbainbiri che contribuirà a mantenere la fornitura di 8,8 milioni di metri cubi/giorno di gas al quarto e quinto treno. Il programma di flaring down nell'area prosegue con il completamento dell'upgrading della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno. Nel Blocco OML 28 (Eni 5%) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato 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.

Sono proseguite le attività di sviluppo del progetto Abo-Fase 3 nel Blocco OML 125 (Eni 85%, operatore). Lo start-up è atteso nel 2013. Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOJ JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 49 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Kazakhstan

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCO) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare, Eni è responsabile dell'esecuzione della Fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e, in caso di approvazione, della parte onshore della successiva fase di sviluppo (Fase 2) del giacimento.

Il 23 maggio 2012 i partner del Consorzio e le Autorità kazake hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del pia-

no di sviluppo dell'Experimental Program (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. Inoltre, l'agreement ha posto le basi per il raggiungimento dei seguenti accordi: (i) la vendita di una quota di produzione di gas naturale del giacimento sul mercato nazionale kazako; (ii) il finanziamento da parte dei partner internazionali del Consorzio della quota dei costi di progetto del partner kazako KazMunaiGaz (KMG), eccedenti il precedente budget del piano di sviluppo approvato (Amendment 3).

Nel 2012 sono stati completati gli impianti relativi all'Experimental Program necessari allo start-up produttivo e sono in fase di finalizzazione le attività per consentirne l'avvio in fase di test. Il raggiungimento dello start-up e commercial production è atteso entro la fine del primo semestre 2013, come concordato con la Repubblica del Kazakhstan.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) con una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno, sarà potenziata nel 2014 con l'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno sarà conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake e si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel corso del 2013.

Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP). Il progetto è in fase conclusiva e consentirà di inserire il territorio nel programma Man and Biosphere dell'UNESCO, con il patrocinio del Ministro della Protezione Ambientale della Repubblica del Kazakhstan.

Al 31 dicembre 2012 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$7,5 miliardi pari a €5,7 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2012, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2012 (\$5,7 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$1,8 miliardi).

Al 31 dicembre 2012 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono circa 600 milioni di boe in aumento rispetto al 2011, principalmente per l'iscrizione dei volumi di gas a seguito degli accordi stipulati con il Settlement Agreement.

Karachaganak Il 28 giugno 2012 è stato perfezionato l'accordo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazake che ha sancito la chiusura dei contenziosi relativi al recupero dei costi sostenuti dal Consorzio per lo sviluppo del giacimento e alcune contestazioni fiscali nonché l'ingresso nel Consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio è stato perfezionato attraverso la cessione pro-quota da parte delle Contracting Companies del 10% del progetto, per l'incasso netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni; per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale immobilizzato dello stato patrimoniale). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità di

trasporto nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). Per effetto della cessione, l'interessenza Eni nel progetto scende dal 32,5% al 29,25%.

È attualmente allo studio la Fase 3 di sviluppo del giacimento che si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas e la produzione di liquidi. Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione del programma di sviluppo da presentare all'Autorità kazaka.

Continua l'impegno Eni in Kazakhstan a sostegno delle comunità locali con la realizzazione di strutture scolastiche e ricreative, infrastrutture idriche ed energetiche e l'attuazione di programmi sanitari gratuiti, presso i villaggi adiacenti al campo di Karachaganak. Al 31 dicembre 2012 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono circa 500 milioni di boe, in lieve flessione rispetto al 2011, principalmente per l'effetto della riduzione della quota e della produzione dell'anno in parte compensata da revisioni positive di precedenti stime.

Resto dell'Asia

Indonesia Nel maggio 2012 Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa del Blocco East Sepinggan con una quota del 100%. Il Blocco situato nell'offshore indonesiano nel bacino di Kutei che annovera diverse scoperte esplorative, si trova in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Il commitment esplorativo prevede studi geologici e geofisici, sismica e perforazione di un pozzo nei prossimi tre anni.

Proseguono le attività di sviluppo dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) nell'offshore del Paese. Il progetto del giacimento Jangkrik prevede 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 per la connessione all'impianto di Bontang. Lo start-up è previsto nel 2016 con picco di 80 mila boe/giorno (41 mila in quota Eni). Il progetto Jau comprende la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline.

Nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM), continua l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutteranno le sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang.

Sono in corso le attività di sviluppo del progetto Indonesia Deepwater Development (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, per assicurare la fornitura di gas all'impianto di Bontang. Il programma prevede inizialmente il collegamento del giacimento di Bangka alle facility produttive presenti e successivamente lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti su due Hub, il primo per Gendalo, Gandang, Maha e il secondo per Gehem.

Iran È in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese. Una volta completato, le attività Eni si limiteranno al recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Proseguono le attività di sviluppo sul giacimento Zubair (Eni 32,8%). Sono stati assegnati i contratti per la prima espansione della capacità di trattamento esistente che consentirà, nel corso del 2014, di raddoppiare l'attuale livello produttivo del campo.

Sono stati avviati dei progetti socio-economici nell'area di Zubair con iniziative di formazione nel settore petrolifero. Nel 2012 sono stati realizzati 8 percorsi formativi che hanno coinvolto oltre 100 persone, per una spesa complessiva di €1,4 milioni. Inoltre, in collaborazione con le autorità locali, sono stati avviati alcuni progetti nel settore agricolo.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas nella concessione onshore Badhra Area B. La dimensione della scoperta è stimata tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place, il cui accertamento richiederà ulteriori pozzi di delineazione. Il successo esplorativo ha beneficiato dell'applicazione della tecnologia proprietaria di imaging Common Reflection Surface Stack (e-crs™), all'avanguardia nel processing dei dati sismici, permettendo di posizionare con successo il pozzo di scoperta. Lo sviluppo delle riserve farà leva sull'utilizzo del vicino impianto di trattamento di Bhit (Eni 40%), operato da Eni.

Nel corso dell'anno il pozzo Badhra B North-1 è stato collegato all'impianto di Bhit ed è stato avviato dalla metà di ottobre 2012, con una produzione pari a circa 400 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

Nel dicembre 2012 è stato firmato con le autorità del Pakistan e la compagnia petrolifera di Stato OGDCL un accordo per l'acquisizione del 25% e dell'operatorship della licenza esplorativa Indus Block G, situata nell'offshore ultra profondo del bacino dell'Indo per un'estensione di circa 7.500 chilometri quadrati.

È in corso un importante programma presso le comunità locali con l'obiettivo di migliorare l'accesso all'istruzione, la gestione delle risorse naturali e la costruzione di infrastrutture idriche e sanitarie. In particolare, nell'area adiacente all'impianto di Bhit, gli importanti interventi in ambito sanitario hanno consentito di ridurre il tasso di mortalità infantile e materna.

Russia Nel giugno 2012 Eni e le Autorità regionali dello Yamal-Nenets hanno firmato un Memorandum d'intesa per la realizzazione di progetti socio-economici e culturali nella regione. Sono previste iniziative nella formazione nel settore oil&gas, programmi culturali e di sostegno economico.

Nell'aprile 2012, Eni e Rosneft hanno firmato un accordo di cooperazione strategica per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'offshore russo del Mare di Barents e del Mar Nero. In base all'accordo saranno costituite joint venture (Eni 33,33%) per le attività nelle licenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore del Mar Nero. La finalizzazione dell'accordo è prevista nel corso del 2013.

Nel 2012 è stato conseguito lo start-up del giacimento Samburgskoye (Eni 29,4%) nello Yamal-Nenets, in Siberia, attraverso l'avvio dei primi due treni di trattamento, con un livello produttivo atteso in 95 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni). Le attività di sviluppo proseguono con completamento atteso nel 2015. Il picco produttivo stimato in 146 mila boe/giorno (43 mila boe/giorno in quota Eni) è previsto nel 2016. Il gas prodotto è venduto a Gazprom sulla base dell'agreement firmato nel settembre

2011, mentre i condensati sono venduti a Novatek sulla base di un accordo raggiunto nel corso dell'anno. Eni manterrà il diritto di riacquisto della propria quota di gas naturale per un'eventuale commercializzazione sul mercato interno.

Proseguono le attività di sviluppo sul progetto sanzionato di Urengoiyskoye (Eni 29,4%). Lo start-up è atteso nel 2014.

America

Stati Uniti Nel marzo 2013, Eni si è aggiudicata cinque blocchi offshore situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon, nel Golfo del Messico.

L'attività di delineazione della scoperta a olio di Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore del Golfo del Messico ha avuto esito positivo, incrementando le risorse recuperabili fino a circa 200 milioni di barili. Sono in corso studi per uno sviluppo in via accelerata del giacimento. Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di perforazione di sviluppo sui giacimenti operati di Allegheny (Eni 100%), Appaloosa (Eni 100%), Devils Tower (Eni 75%) e Nikaitchuq (Eni 100%); (ii) attività di ottimizzazione della produzione sui giacimenti Front Runner (Eni 37,5%), Europa (Eni 32%), Popeye (Eni 50%), Thunderhawk (Eni 25%) e Oooguruk (Eni 30%); (iii) l'avvio delle attività di drilling sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%) e St. Malo (Eni 1,25%).

È proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo con Quicksilver, contenente riserve di shale gas. In particolare sono stati avviati alla produzione 12 nuovi pozzi. La produzione nell'anno è stata pari a circa 10 mila boe/giorno in quota Eni.

Venezuela Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (Accelerated Early Production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di Early Production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno. L'attività di perforazione è stata avviata nel corso del 2012. 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. Il Loan Agreement è stato firmato nel quarto trimestre 2012. È stato approvato dalle autorità venezuelane il piano di sviluppo e la commercialità del progetto a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato nel corso dell'anno il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Il trasferimento della quota è atteso perfezionarsi nel 2013. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto.

La prima fase accelerata di sviluppo (early production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 9 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2015.

Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno. Nel 2012 sono state sanzionate le FID per entrambe le ulteriori fasi di sviluppo.

Sono proseguite le attività di produzione nel giacimento di Corocoro (Eni 26%) nel Golfo di Paria. Nell'anno è entrata in funzione la Central Production Facility (CPF), consentendo il raggiungimento del picco produttivo di circa 42 mila barili/giorno (11 mila in quota Eni).

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.307 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€8.304 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Kazakistan, Angola e Algeria. 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 hanno riguardato per il 98% le attività all'estero, in particolare in Mozambico, Liberia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Angola e Australia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2012 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €94 milioni. Sono state depositate 13 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con Versalis.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved			754	43	(711)	(94,3)
Africa Settentrionale			57	14		
Africa Sub-Sahariana			697	27		
America				2		
Esplorazione		1.012	1.210	1.850	640	52,9
Italia		34	38	32	(6)	(15,8)
Resto d'Europa		114	100	151	51	51,0
Africa Settentrionale		84	128	153	25	19,5
Africa Sub-Sahariana		406	482	1.142	660	..
Kazakhstan		6	6	3	(3)	(50,0)
Resto dell'Asia		223	156	193	37	23,7
America		119	60	80	20	33,3
Australia e Oceania		26	240	96	(144)	(60,0)
Sviluppo		8.578	7.357	8.304	947	12,9
Italia		630	720	744	24	3,3
Resto d'Europa		863	1.596	2.008	412	25,8
Africa Settentrionale		2.584	1.380	1.299	(81)	(5,9)
Africa Sub-Sahariana		1.818	1.521	1.931	410	27,0
Kazakhstan		1.030	897	719	(178)	(19,8)
Resto dell'Asia		311	361	641	280	77,6
America		1.187	831	953	122	14,7
Australia e Oceania		155	51	9	(42)	(82,4)
Altro		100	114	110	(4)	(3,5)
		9.690	9.435	10.307	872	9,2

Gas & Power

Principali indicatori di performance ^(*)

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,97	2,44	1,84
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,00	5,22	3,64
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	27.806	33.093	36.200
Utile operativo		896	(326)	(3.221)
Utile operativo adjusted		1.268	(247)	354
<i>Mercato</i>		923	(657)	45
<i>Trasporto internazionale</i>		345	410	309
Utile netto adjusted		1.267	252	473
EBITDA pro-forma adjusted		2.562	949	1.314
<i>Mercato</i>		1.863	257	856
<i>Trasporto internazionale</i>		699	692	458
Investimenti tecnici		265	192	225
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	97,06	96,76	95,32
Vendite di GNL ^(c)		15,0	15,7	14,6
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	7,10	7,45
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	39,54	40,28	42,58
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.072	4.795	4.752
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	13,41	12,77	12,70
Punteggio soddisfazione clienti (PSC) ^(d)	(%)	87,4	88,6	89,8
Prelievi idrici/kWheq prodotto	(metri cubi/kWheq)	0,013	0,014	0,012

(*) A seguito del piano di dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati della Divisione Gas & Power includono le attività Mercato e Trasporto Internazionale. I periodi di confronto sono stati oggetto di restatement per omogeneità.

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,73 miliardi di metri cubi (2,86 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2011 e 2010).

(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

(d) Il dato 2012 è calcolato come media tra il PSC del primo semestre rilevato dall'AEEG e il risultato del secondo semestre rilevato attraverso l'indagine di soddisfazione svolta da Eni.

Performance dell'anno

- Nel 2012 l'impegno continuo e le risorse dedicate alla sicurezza hanno consentito di migliorare in maniera significativa i principali indici infortunistici della Divisione Gas & Power. In particolare è proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti (-24,6% rispetto al 2011) mentre l'indice di frequenza dei contrattisti è ritornato su valori inferiori a quelli del 2010, registrando un miglioramento del 30% rispetto al 2011.
- Nel 2012 EniPower ha ridotto i prelievi idrici relativi alle proprie attività (-11,2% rispetto al 2011) nonché la quantità d'acqua per kWheq prodotto (-13,8%).
- Nel 2012 l'utile netto adjusted è stato di €473 milioni, quasi raddoppiato rispetto al 2011 per effetto del consistente miglioramento della performance dell'attività Mercato che in un contesto di contrazione della domanda e di intensa pressione competitiva ha assorbito la contrazione dei prezzi di vendita grazie ai benefici delle rinegoziazioni dei contratti gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, e del migliorato mix di approvvigionamento a seguito della piena ripresa delle forniture libiche.
- Le vendite di gas mondo hanno registrato un calo dell'1,5% a 95,32 miliardi di metri cubi in un contesto di contrazione della domanda europea e di crescente pressione competitiva. Le vendite sul mercato domestico sono in linea con il 2011, mentre risultano essere in lieve flessione le vendite sui mercati europei, in particolare in Benelux per pressione competitiva e Penisola Iberica per la mancata rilevazione delle vendite di Galp.
- Le vendite di energia elettrica di 42,58 terawattora sono aumentate di 2,30 terawattora rispetto al 2011, pari al 5,7%.
- Sono stati investiti €225 milioni che hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€81 milioni).

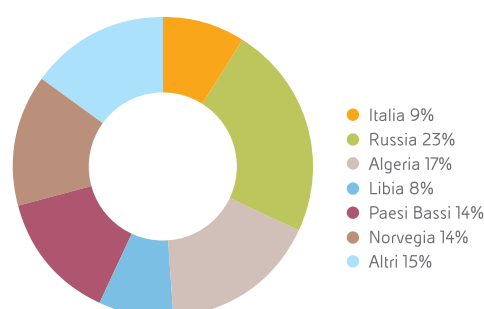
Accordi commerciali nel Far East

➤ Nel gennaio 2013 Eni ha firmato un accordo trilaterale con la coreana Korea Gas Corporation e la giapponese Chubu Electric Power Company per la vendita di 28 carichi di Gas Naturale Liquefatto (GNL), corrispondenti a 1,7 milioni di tonnellate di GNL, nel periodo 2013-2017.

Ingresso nel mercato francese e belga

➤ Nell'ottobre 2012 Eni ha lanciato il proprio marchio nel mercato retail del gas in Francia e nel mercato business e retail del gas e dell'energia elettrica in Belgio. Il brand Eni ha sostituito quello degli operatori nazionali acquisiti nel corso degli ultimi anni con lo scopo di diventare uno dei maggiori operatori retail di Francia e Belgio e di consolidare la leadership sul mercato business belga.

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate
(86,74 miliardi di metri cubi)



Mercato

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente Eni rifornisce circa 2.600 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,45 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese e enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e 2,09 milioni i clienti nei Paesi europei in cui Eni opera. In un contesto

di mercato caratterizzato da un calo della domanda pari al 4% sul mercato domestico (-4% nell'Unione Europea) per effetto della crisi dei consumi in tutti i segmenti di riferimento e da una crescente pressione competitiva (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito), Eni ha consolidato la propria strategia di recupero della quota di mercato attraverso incisive azioni commerciali volte a favorire i consumi attraverso adeguate politiche di pricing e innovazione di prodotto (+3,5 punti percentuali la quota di Mercato Italia, da 40,8% nel 2011 a 44,3% nel 2012).

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

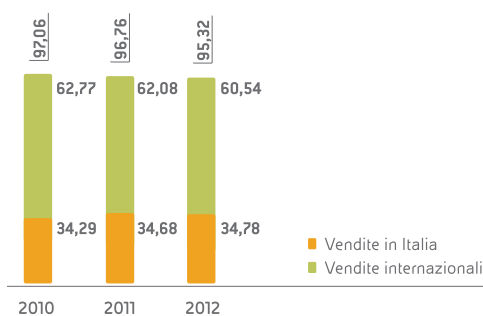
I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 86,74 miliardi di metri cubi con un incremento rispetto al 2011 di 3,36 miliardi di metri cubi, pari al 4%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (79,19 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 3,03 miliardi di metri cubi rispetto al 2011 (+4%), per effetto essenzialmente dei relativi maggiori ritiri dalla Libia (+4,23 miliardi di metri cubi), quasi triplicati rispetto allo scorso esercizio per effetto dell'interruzione del gasdotto GreenStream avvenuta nel 2011.

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
ITALIA		7,29	7,22	7,55	0,33	4,6
Russia		14,29	21,00	19,83	(1,17)	(5,6)
Algeria (incluso il GNL)		16,23	13,94	14,45	0,51	3,7
Libia		9,36	2,32	6,55	4,23	..
Paesi Bassi		10,16	11,02	11,97	0,95	8,6
Norvegia		11,48	12,30	12,13	(0,17)	(1,4)
Regno Unito		4,14	3,57	3,20	(0,37)	(10,4)
Ungheria		0,66	0,61	0,61		
Qatar (GNL)		2,90	2,90	2,88	(0,02)	(0,7)
Altri acquisti di gas naturale		4,42	6,16	5,43	(0,73)	(11,9)
Altri acquisti di GNL		1,56	2,34	2,14	(0,20)	(8,5)
ESTERO		75,20	76,16	79,19	3,03	4,0
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,49	83,38	86,74	3,36	4,0
Prelevi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,20)	1,79	(1,35)	(3,14)	..
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,11)	(0,21)	(0,28)	(0,07)	(33,3)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,18	84,96	85,11	0,15	0,2
Disponibilità per la vendita delle società collegate		9,23	8,94	7,48	(1,46)	(16,3)
Volumi E&P		5,65	2,86	2,73	(0,13)	(4,5)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		97,06	96,76	95,32	(1,44)	(1,5)

Vendite gas mondo

(miliardi di metri cubi)



In aumento anche i ritiri dai Paesi Bassi (+0,95 miliardi di metri cubi) e dall'Algeria (+0,51 miliardi di metri cubi). In diminuzione i volumi approvvigionati dalla Russia (-1,17 miliardi di metri cubi) per effetto della ripresa delle forniture libiche, Regno Unito (-0,37 miliardi di metri cubi) e Norvegia (-0,17 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (7,55 miliardi di metri cubi) sono in lieve aumento rispetto al 2011 anche per effetto della crescita della produzione nazionale che ha compensato il declino dei campi maturi.

Nel 2012 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1,9 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,8 miliardi di metri cubi) in aumento di circa 1,2 miliardi di metri cubi a causa dell'impatto della forza maggiore registrato nel 2011; (iv) degli Stati Uniti (1,6 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (della Croazia per 0,2 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 18 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 18% del totale delle disponibilità per la vendita.

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		82,00	84,37	84,67	0,30	0,4
Italia (inclusi autoconsumi)		34,23	34,60	34,66	0,06	0,2
Resto d'Europa		46,74	45,16	44,94	(0,22)	(0,5)
Extra Europa		1,03	4,61	5,07	0,46	10,0
Vendite delle società collegate (quota Eni)		9,41	9,53	7,92	(1,61)	(16,9)
Italia		0,06	0,08	0,12	0,04	50,0
Resto d'Europa		7,78	7,82	6,08	(1,74)	(22,3)
Extra Europa		1,57	1,63	1,72	0,09	5,5
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,65	2,86	2,73	(0,13)	(4,5)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		97,06	96,76	95,32	(1,44)	(1,5)

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
ITALIA		34,29	34,68	34,78	0,10	0,3
Grossisti		4,84	5,16	4,65	(0,51)	(9,9)
Gas release		0,68				
PSV e borsa		4,65	5,24	7,52	2,28	43,5
Industriali		6,41	7,21	6,93	(0,28)	(3,9)
PMI e terziario		1,09	0,88	0,81	(0,07)	(8,0)
Termoelettrici		4,04	4,31	2,55	(1,76)	(40,8)
Residenziali		6,39	5,67	5,89	0,22	3,9
Autoconsumi		6,19	6,21	6,43	0,22	3,5
VENDITE INTERNAZIONALI		62,77	62,08	60,54	(1,54)	(2,5)
Resto d'Europa		54,52	52,98	51,02	(1,96)	(3,7)
Importatori in Italia		8,44	3,24	2,73	(0,51)	(15,7)
Mercati europei		46,08	49,74	48,29	(1,45)	(2,9)
<i>Penisola Iberica</i>		7,11	7,48	6,29	(1,19)	(15,9)
<i>Germania/Austria</i>		5,67	6,47	7,78	1,31	20,2
<i>Benelux</i>		15,64	13,84	10,31	(3,53)	(25,5)
<i>Ungheria</i>		2,36	2,24	2,02	(0,22)	(9,8)
<i>UK/Nord Europa</i>		4,45	4,21	4,75	0,54	12,8
<i>Turchia</i>		3,95	6,86	7,22	0,36	5,2
<i>Francia</i>		6,09	7,01	8,36	1,35	19,3
<i>Altro</i>		0,81	1,63	1,56	(0,07)	(4,3)
Mercati extra europei		2,60	6,24	6,79	0,55	8,8
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,65	2,86	2,73	(0,13)	(4,5)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		97,06	96,76	95,32	(1,44)	(1,5)

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2012 sono state di 95,32 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico) evidenziando un lieve calo (-1,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2011, pari all'1,5%).

Nonostante la flessione di circa il 4% della domanda gas Italia, le vendite domestiche di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,78 miliardi di metri cubi (+0,10 miliardi di metri cubi rispetto al 2011, pari allo 0,3%). Il calo delle vendite nei settori termoelettrico, grossista e industriale (-1,76 miliardi di metri cubi, -0,51 miliardi di metri cubi e -0,28 miliardi di metri cubi, rispettivamente) per effetto della negativa congiuntura economica e della crescente pressione competitiva è stato compensato dai maggiori volumi commercializzati al PSV e Borsa (+2,28 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, dalle maggiori vendite al segmento residenziale (+0,22 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese. Le vendite agli shipper sono diminuite di 0,51 miliardi di metri cubi (-15,7%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura, nonostante il rientro delle disponibilità libiche.

Le vendite nei mercati europei di 48,29 miliardi di metri cubi hanno subito un lieve calo rispetto al 2011 (-2,9%). La riduzione delle vendite è stata registrata principalmente in Benelux (-3,53 miliardi di metri cubi) per la crescente pressione competitiva e Penisola

Iberica (-1,19 miliardi di metri cubi) per effetto dell'esclusione delle vendite Galp che, a seguito del termine del patto di sindacato (per maggiori informazioni si veda il capitolo "Dimissioni"), cessa di essere collegata di Eni. Tale calo è stato solo parzialmente compensato dalla crescita registrata in Francia (+1,35 miliardi di metri cubi) e Germania/Austria (+1,31 miliardi di metri cubi) per effetto delle azioni commerciali intraprese.

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,55 miliardi di metri cubi) per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati nel Far East, in particolare in Giappone.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,73 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,13 miliardi di metri cubi per effetto dei minori volumi commercializzati nel Mare del Nord.

GNL

Nel 2012, le vendite di GNL (14,6 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,1 miliardi di metri cubi rispetto al 2011. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (10,5 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, in Sud America e Far East.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		11,2	11,8	10,5	(1,3)	(11,0)
Italia		0,2				
Resto d'Europa		9,8	9,8	7,6	(2,2)	(22,4)
Extra Europa		1,2	2,0	2,9	0,9	45,0
Vendite E&P		3,8	3,9	4,1	0,2	4,9
<i>Terminali:</i>						
Bontang (Indonesia)		0,7	0,6	0,6		
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,6	0,4	0,5	0,1	22,5
Bonny (Nigeria)		2,2	2,5	2,7	0,2	6,8
Darwin (Australia)		0,3	0,4	0,3	(0,1)	(17,5)
		15,0	15,7	14,6	(1,1)	(7,1)

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2012, la produzione di energia elettrica è stata di 25,67 terawattora con un incremento di 0,44 terawattora rispetto al 2011, pari all'1,7%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso la centrale di Ferrara in parte compensate dalle flessioni registrate presso i siti di Ferrera Erbognone e Ravenna.

Al 31 dicembre 2012, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2011).

Nel 2012 al completamento delle disponibilità di energia elettrica ha

contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+1,86 terawattora, pari al 12,4%) per effetto dei maggiori acquisti sul mercato a condizioni favorevoli.

Vendite di energia elettrica

Nel 2012 le vendite di energia elettrica (42,58 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (14%), siti industriali (8%) e altro (3%).

L'aumento del 5,7% rispetto al 2011 è dovuto essenzialmente all'incremento del portafoglio clienti retail per effetto delle efficaci politiche di marketing intraprese pur in un contesto di debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

		2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	5.154	5.008	5.206	198	4,0
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	547	528	462	(66)	(12,5)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,63	25,23	25,67	0,44	1,7
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.983	14.401	12.603	(1.798)	(12,5)
Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		25,63	25,23	25,67	0,44	1,7
Acquisti di energia elettrica ^(a)		13,91	15,05	16,91	1,86	12,4
		39,54	40,28	42,58	2,30	5,7
Mercato libero ^(b)		27,84	27,25	31,84	4,59	16,8
Borsa elettrica		7,13	8,67	6,10	(2,57)	(29,6)
Siti		3,21	3,23	3,30	0,07	2,2
Altro ^{(a) (b)}		1,36	1,13	1,34	0,21	18,6
Vendite di energia elettrica		39,54	40,28	42,58	2,30	5,7

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

(b) Le perdite di rete sono state riclassificate dalla voce "Altro" a "Mercato Libero".

Nel 2012, nell'ambito dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, Eni, al fine di meglio pianificare le azioni commerciali e presidiare le tecnologie volte al miglioramento dell'efficienza energetica, ha proseguito con ottimi risultati lo sviluppo del sistema proprietario

"kassandra meteo forecast" (e-kmf[®]) di previsione della temperatura dal breve al lungo termine (da 1 a 90 giorni) su macroaree geografiche europee (Italia, Belgio, Germania e Francia) e la fruizione operativa sulle centrali EniPower e le principali città italiane.

Investimenti tecnici

Nel 2012 gli investimenti tecnici di €225 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali

a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€81 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Mercato		248	184	212	28	15,2
Mercato		133	97	81	(16)	(16,5)
Italia		40	45	43	(2)	(4,4)
Estero		93	52	38	(14)	(26,9)
Generazione elettrica		115	87	131	44	50,6
Trasporto internazionale		17	8	13	5	62,5
Investimenti tecnici		265	192	225	33	17,2
di cui:						
Italia		155	132	174	42	31,8
Estero		110	60	51	(9)	(15,0)

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,77	1,96	1,08
Indice di frequenza infortuni contrattisti		3,59	3,21	2,32
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	43.190	51.219	62.656
Utile operativo		149	(273)	(1.303)
Utile operativo adjusted		(181)	(539)	(328)
Utile netto adjusted		(56)	(264)	(179)
Investimenti tecnici		711	866	842
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,80	31,96	30,01
Grado di conversione del sistema	(%)	61	61	61
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	757	767	767
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,73	11,37	10,87
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.167	6.287	6.384
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.353	2.206	2.064
Grado di efficienza della rete	(%)	1,53	1,50	1,48
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.022	7.591	7.125
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,76	7,23	6,03
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	28,05	23,07	16,99
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq)	7,96	6,74	5,87
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	28,36	30,98	25,33
Carburanti immessi sul mercato contenenti biocarburanti	(milioni di tonnellate)	17,79	13,26	14,83
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,84	7,74	7,90

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Gli indici infortunistici del 2012 sono in diminuzione rispetto all'anno precedente (rispettivamente -45% l'indice di frequenza dei dipendenti e -27,7% quello dei contrattisti).
- Proseguono i trend in riduzione di gas serra, NO_x e SO_x, per effetto delle minori lavorazioni del periodo, dei benefici delle iniziative di energy saving nonché del maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile.
- In un contesto economico caratterizzato dal forte calo della domanda di carburanti in Italia e dal perdurare di deboli condizioni dello scenario di raffinazione in un quadro di volatilità dei margini, nel 2012 il settore ha ridotto di €85 milioni la perdita netta adjusted (-€179 milioni) a seguito delle migliori performance operative, del miglioramento dell'affidabilità degli impianti e delle azioni di efficienza poste in essere. I risultati del marketing hanno sofferto del calo della domanda di prodotti, elevata pressione competitiva e aumento dei costi commerciali dovuto all'iniziativa promozionale estiva "riparti con eni".
- Nel 2012 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 30,01 milioni di tonnellate in diminuzione del 6,1% rispetto al 2011. In Italia la flessione del 7,8% dei volumi processati riflette principalmente l'effetto delle fermate programmate al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario principalmente sui siti di Taranto e Gela. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono cresciute del 3,2% in particolare in Repubblica Ceca.
- Le vendite rete in Italia di 7,83 milioni di tonnellate sono diminuite del 6,3% nel 2011, per effetto della contrazione dei consumi nazionali (-8,3% rispetto al 2011) in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da crescente pressione competitiva. La quota di mercato media del 2012 è del 31,2% in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 beneficiando dell'iniziativa estiva "riparti con eni".
- Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,04 milioni di tonnellate sono in lieve aumento rispetto al 2011 (+1%). I maggiori volumi venduti in Austria e Svizzera per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese, sono stati quasi interamente compensati dai

minori volumi commercializzati nell'Est Europeo a causa della contrazione della domanda.

► Gli investimenti tecnici di €842 milioni hanno riguardato l'attività di raffinazione, supply e logistica (€583 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€223 milioni).

► Nel 2012 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €34 milioni, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 7 domande di brevetto.

Green Refinery

In ottobre è stato varato il progetto Green Refinery per la conversione del sito di Venezia in "bio-raffineria", oggetto di domanda di brevetto Eni, destinata alla produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità. Il progetto, che prevede un investimento stimato in circa €100 milioni, rappresenta il primo caso al mondo di riconversione di una raffineria convenzionale in bio-raffineria ed è fondato sulla tecnologia Ecofining, sviluppata e brevettata da Eni. La produzione di bio-carburanti è prevista in avvio all'inizio del 2014 una volta completata la conversione degli impianti esistenti e crescerà progressivamente a fronte dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti che saranno completati nel primo semestre del 2015.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2012 sono state acquistate 62,21 milioni di tonnellate di petrolio (59,02 milioni nel 2011), di cui 26,92 milioni dal settore Exploration & Production, 24,95 milioni sul mercato spot e 10,34 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dalla Russia, 19% dall'Africa Occidentale, 12% dal Mare del Nord, 10% dall'Africa Settentrionale, 8% dal Medio Oriente, 6% dall'Italia e 20% da altre

aree. Sono state commercializzate 36,56 milioni di tonnellate di petrolio, in flessione del 13,9% rispetto al 2011 (-4,46 milioni di tonnellate). Sono state acquistate 4,53 milioni di tonnellate di semilavorati (4,26 milioni nel 2011) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 20,52 milioni di tonnellate di prodotti (15,85 milioni nel 2011) destinati alla vendita sui mercati esteri (17,24 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,28 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni estero		26,90	24,29	23,57	(0,72)	(3,0)
Produzione Eni nazionale		3,24	3,35	3,35		
		30,14	27,64	26,92	(0,72)	(2,6)
Altri greggi						
Acquisti spot		20,95	20,44	24,95	4,51	22,1
Contratti a termine		17,16	10,94	10,34	(0,60)	(5,5)
		38,11	31,38	35,29	3,91	12,5
Totale acquisti di greggi		68,25	59,02	62,21	3,19	5,4
Acquisti di semilavorati		3,05	4,26	4,53	0,27	6,3
Acquisti di prodotti		15,28	15,85	20,52	4,67	29,5
TOTALE ACQUISTI		86,58	79,13	87,26	8,13	10,3
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,92)	(0,89)	(0,75)	0,14	15,7
Altre variazioni ^(a)		(2,69)	(1,12)	(1,63)	(0,51)	(45,5)
		82,97	77,12	84,88	7,76	10,1

[a] Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2012 sono state di 30,01 milioni di tonnellate con una diminuzione del 6,1% rispetto al 2011 (-1,95 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-7,8%) riflette principalmente l'effetto delle fermate programmate al fine di attenuare l'impatto negativo

dello scenario principalmente sui siti di Taranto e Gela (quest'ultima con la fermata di due linee produttive a partire da giugno 2012). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati nell'ultima parte dell'anno dai maggiori volumi processati presso la Raffineria di Venezia (ferma dal novembre 2011 all'aprile 2012).

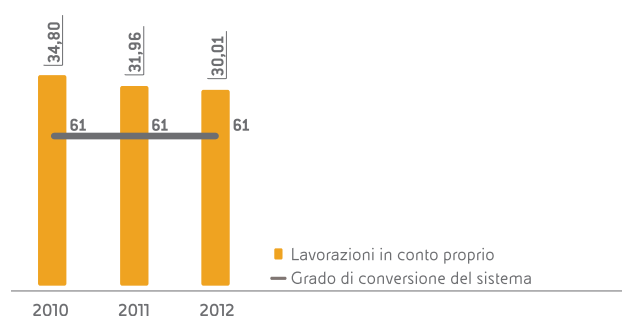
All'estero le lavorazioni in conto proprio sono cresciute del 3,2% (pari a circa 160 mila tonnellate) per effetto principalmente delle maggiori lavorazioni processate presso la Raffineria di Litvinov in Repubblica Ceca a seguito delle fermate di manutenzione programmate effettuate nel 2011.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono sta-

te di 20,84 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,91 milioni di tonnellate [-8,4%] rispetto al 2011, determinando un tasso di utilizzo del 73%, in diminuzione di sei punti percentuali rispetto al 2011 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 22,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 0,5 punti percentuali rispetto al 2011 [22,3%].

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		25,70	22,75	20,84	(1,91)	(8,4)
Lavorazioni in conto terzi		(0,50)	(0,49)	(0,47)	0,02	4,1
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,36	4,74	4,52	(0,22)	(4,6)
Lavorazioni in conto proprio		29,56	27,00	24,89	(2,11)	(7,8)
Consumi e perdite		(1,69)	(1,55)	(1,34)	0,21	13,5
Prodotti disponibili da lavorazioni		27,87	25,45	23,55	(1,90)	(7,5)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,24	3,22	3,35	0,13	4,0
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(4,18)	(1,77)	(2,36)	(0,59)	(33,3)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,92)	(0,89)	(0,75)	0,14	15,7
Prodotti venduti		27,01	26,01	23,79	(2,22)	(8,5)
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		5,24	4,96	5,12	0,16	3,2
Consumi e perdite		(0,24)	(0,23)	(0,23)		
Prodotti disponibili da lavorazioni		5,00	4,73	4,89	0,16	3,4
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		10,61	12,51	17,29	4,78	38,2
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		4,18	1,77	2,36	0,59	33,3
Prodotti venduti		19,79	19,01	24,54	5,53	29,1
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		34,80	31,96	30,01	(1,95)	(6,1)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		<i>5,02</i>	<i>6,54</i>	<i>6,39</i>	<i>(0,15)</i>	<i>(2,3)</i>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		46,80	45,02	48,33	3,31	7,4
Vendite di greggi		36,17	32,10	36,56	4,46	13,9
TOTALE VENDITE		82,97	77,12	84,89	7,77	10,1

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie
(milioni di tonnellate)



Nel corso del 2012 è proseguito lo sviluppo del primo impianto industriale basato su tecnologia **EST (Eni Slurry Technology)** presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, il cui avvio è previsto nel corso del 2013. La tecnologia EST a differenza delle tecnologie di raffinazione attualmente disponibili, non produce sottoprodotti ma converte interamente la carica a distillati e valorizza i residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti nonché le risorse non convenzionali. È inoltre in via di sviluppo la

tecnologia di conversione **Slurry Dual-Catalyst** (evoluzione della tecnologia EST) che, attraverso la combinazione di due distinti catalizzatori, potrebbe consentire l'incremento della produttività della tecnologia EST, il miglioramento della qualità dei prodotti e una riduzione dei costi di investimento e dei costi operativi.

Presso la Raffineria di Sannazzaro è in fase di completamento anche la progettazione di dettaglio del primo impianto industriale per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia proprietaria **Hydrogen SCT-CPO** (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation). Tale tecnologia di reforming trasforma, a costi competitivi, idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno).

Nell'ambito del continuo impegno di Eni alla riduzione del footprint ambientale dei propri siti industriali, e di una sempre maggiore attenzione al territorio e alle comunità locali di riferimento, è proseguita la sperimentazione inerente il progetto **Zero Waste**. Tale tecnologia consente di ridurre i fanghi industriali di raffineria attraverso un processo di pirolisi/gassificazione e inertizzazione, valorizzando il contenuto energetico presente nei fanghi stessi. In particolare nel corso dell'anno la tecnologia è stata validata in un impianto pilota da 50 kg/h, installato presso il Centro Sviluppo Ma-

teriali di Roma, con due test run di lunga durata con fanghi provenienti dalla Raffineria di Gela e fondami di serbatoio dalla Raffineria di Venezia (della durata rispettivamente di 480 e 48 ore).

Nell'ambito del progetto **Biodiesel** da microalghe continuano le attività di sperimentazione presso l'impianto pilota di Gela finalizzate alla messa a punto dei principali parametri di crescita algale (pH, salinità, nutrienti, ecc.). È stato studiato un procedimento innovativo di estrazione lipidica via pretrattamento della pasta algale, seguita da estrazione con solvente. Parallelamente sono continuate le attività di caratterizzazione del bio-olio

estratto e avviate iniziative per individuare processi di pretrattamento atti a renderlo idoneo come feedstock per la trasformazione in biocarburante.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2012 le vendite di prodotti petroliferi (48,33 milioni di tonnellate) sono aumentate di 3,31 milioni di tonnellate rispetto al 2011, pari al 7,4%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e trader all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'Estero	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Rete		8,63	8,36	7,83	[0,53]	[6,3]
Extrarete		9,45	9,36	8,62	[0,74]	[7,9]
Petrochimica		1,72	1,71	1,26	[0,45]	[26,3]
Altre vendite		7,21	6,58	6,08	[0,50]	[7,6]
Vendite in Italia		27,01	26,01	23,79	(2,22)	(8,5)
Rete Resto d'Europa		3,10	3,01	3,04	0,03	1,0
Extrarete Resto d'Europa		3,88	3,84	3,96	0,12	3,1
Extrarete Mercati extra europei		0,42	0,43	0,42	[0,01]	[2,3]
Altre vendite		12,39	11,73	17,12	5,39	46,0
Vendite all'estero		19,79	19,01	24,54	5,53	29,1
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		46,80	45,02	48,33	3,31	7,4

Vendite Rete Italia

Nel 2012, le vendite sulla rete in Italia (7,83 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2011 (circa 530 mila tonnellate, -6,3%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.976 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 197 mila litri rispetto al 2011. La quota di mercato media del 2012 è del 31,2% in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 beneficiando dell'iniziativa estiva "riparti con eni".

Al 31 dicembre 2012 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.780 stazioni di servizio con un incremento di 79 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (4.701 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (92 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (10 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (23 unità).

Nel 2012 le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali più ampiamente rispetto ai prodotti standard registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 292 mila tonnellate (circa 350 milioni di litri) in diminuzione di 201 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 6% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2012 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni bludiesel+ sono state

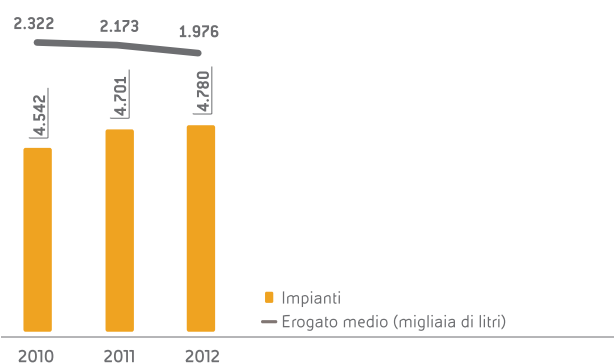
4.123 (4.130 a fine 2011) pari a circa l'86% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 35 mila tonnellate (circa 47 milioni di litri), in diminuzione di 27 mila tonnellate rispetto al 2011; l'incidenza (pari all'1,5%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,9%. Al 31 dicembre 2012 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni blusuper+ sono state 2.505 (2.703 a fine 2011), pari a circa il 52% del totale.

Nell'ambito delle iniziative volte a favorire i consumi in un contesto economico sfavorevole e a creare una sempre più solida customer relationship Eni ha avviato due rilevanti iniziative: (i) nell'estate 2012, per dodici weekend, è stata attuata nelle eni station l'iniziativa "riparti con eni" che ha offerto la possibilità ai clienti italiani disposti a fare rifornimento in modalità iperself, di acquistare benzina e gasolio ad un prezzo eccezionalmente ridotto e uguale in tutta Italia; (ii) la campagna per la diffusione di una nuova linea di "carte fedeltà", aventi funzione di carta ricaricabile o di carta di credito, attraverso le quali i consumatori avranno la possibilità di accumulare un maggior numero di punti sia presso le stazioni di servizio a marchio Agip ed Eni che presso i circa 30 milioni di esercizi convenzionati.

Nel corso del 2012 Eni ha messo a punto **innovativi bio-carburanti e nuovi pacchetti di additivi** con detergenti proprietari che conferiscono a benzina e gasolio migliori prestazioni di detergenza "keep clean". È stata inoltre implementata l'attività relativa ai carburanti speciali e da competizione (Aprilia racing, Ducati, Moto 2, Moto 3, Superbike).

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Italia		18,08	17,72	16,45	(1,27)	(7,2)
Vendite rete		8,63	8,36	7,83	(0,53)	(6,3)
Benzina		2,76	2,60	2,41	(0,19)	(7,3)
Gasolio		5,58	5,45	5,08	(0,37)	(6,8)
GPL		0,26	0,29	0,31	0,02	6,9
Altri prodotti		0,03	0,02	0,03	0,01	50,0
Vendite extrarete		9,45	9,36	8,62	(0,74)	(7,9)
Gasolio		4,36	4,18	4,07	(0,11)	(2,6)
Oli combustibili		0,44	0,46	0,33	(0,13)	(28,3)
GPL		0,33	0,31	0,30	(0,01)	(3,2)
Benzina		0,16	0,19	0,20	0,01	5,3
Lubrificanti		0,10	0,10	0,09	(0,01)	(10,0)
Bunker		1,35	1,26	1,19	(0,07)	(5,6)
Jet fuel		1,46	1,65	1,56	(0,09)	(5,5)
Altri prodotti		1,25	1,21	0,88	(0,33)	(27,3)
Estero (rete + extrarete)		7,40	7,28	7,42	0,14	1,9
Benzina		1,85	1,79	1,81	0,02	1,1
Gasolio		3,95	3,82	3,96	0,14	3,7
Jet fuel		0,40	0,49	0,44	(0,05)	(10,2)
Oli combustibili		0,25	0,23	0,19	(0,04)	(17,4)
Lubrificanti		0,10	0,10	0,09	(0,01)	(10,0)
GPL		0,49	0,50	0,52	0,02	4,0
Altri prodotti		0,36	0,35	0,41	0,06	17,1
		25,48	25,00	23,87	(1,13)	(4,5)

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio
(numero)



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,04 milioni di tonnellate sono sostanzialmente stabili rispetto al 2011 (+1%; +10 mila tonnellate). Le maggiori vendite in Austria e Svizzera per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese sono state quasi interamente compensate dai minori volumi commercializzati nell'Est Europeo a causa della contrazione della domanda.

Al 31 dicembre 2012 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.604 stazioni di servizio con un aumento di 18 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (1.586 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 28 impianti a basso erogato, principalmente in Austria e Francia; (ii) il saldo

positivo di 33 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Austria; (iii) l'acquisto di 11 impianti principalmente in Austria; (iv) l'apertura di 2 nuovi punti vendita. L'erogato medio (2.319 mila litri) è in crescita di circa 20 mila litri rispetto al 2011 (2.299 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 8,62 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 740 mila tonnellate, pari al 7,9% per effetto principalmente del minori vendite di gasolio e oli combustibili per effetto del calo della domanda di trasporti e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole nonché di jet fuel per effetto della minore domanda degli operatori del settore. In controtendenza le vendite di bitumi che hanno beneficiato della disponibilità Eni di prodotto a seguito di alcune fermate di raffinerie da parte dei competitor, in particolare nell'ultima parte dell'anno.

La quota di mercato extrarete media nel 2012 è del 29,5% (28,6% nel 2011).

Le vendite al settore Petrolchimica (1,26 milioni di tonnellate) hanno registrato un sostanziale calo rispetto al 2011 (-450 mila tonnellate) per effetto delle minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,96 milioni di tonnellate, sono cresciute del 3,1% rispetto al 2011, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Svizzera, Repubblica Ceca, Slovenia e Francia. In calo le vendite in Ungheria, Austria e Germania.

Le altre vendite (23,20 milioni di tonnellate) sono aumentate di

4,89 milioni di tonnellate, pari al 27% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

In corso di valutazione una tecnologia proprietaria per la produzione di bitume in lastre (**RIGEBIT**) ad alta concentrazione di polimero e cere da processo Fischer-Tropsch, adatto al trasporto a freddo e con significativa valenza ambientale dal punto di vista applicativo. Per ciò che concerne la produzione di **lubrificanti industriali** per turbine ad alte prestazioni è stata avviata una collaborazione con GE atta ad ottenere nuove formulazioni di prodotti che consentano di ottenere una significativa riduzione di "power loss" sui cuscinetti delle turbomacchine. I primi esiti della sperimentazione appaiono eccellenti.

Nell'ambito del sistema di gestione della qualità, certificato ai sensi della Norma UNI EN ISO 9001 2008 l'unità di marketing e di linea wholesale hanno progettato e realizzato un **piano di rilevazione di soddisfazione della clientela wholesale**. Il progetto riguarda la misurazione della soddisfazione circa il livello del ser-

vizio, i prodotti acquistati e tutti gli elementi che rappresentano la relazione tra Eni ed il cliente ed è volto a identificare punti di forza e aree di miglioramento al fine di avviare possibili azioni correttive, migliorando il livello di soddisfazione del cliente.

Investimenti tecnici

Nel 2012, gli investimenti tecnici del settore di €842 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (€622 milioni), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€163 milioni) e nel Resto d'Europa (€57 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Raffinazione, supply e logistica		446	629	622	(7)	(1,1)
Italia		444	626	618	(8)	(1,3)
Estero		2	3	4	1	33,3
Marketing		246	228	220	(8)	(3,5)
Italia		170	168	163	(5)	(3,0)
Estero		76	60	57	(3)	(5,0)
Altre Attività		19	9	9	(9)	..
		711	866	842	(24)	(2,8)

Complessivamente nel 2012 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di €127 milioni.

Il 2012 ha visto l'entrata a regime del **Parco fotovoltaico Eni R&M** costituito da più di 100 impianti. Gli impianti fotovoltaici sono stati installati sulle pensiline e sui fabbricati di punti vendita ubicati in luoghi ad alto irraggiamento solare per ottenere il

massimo della resa energetica. A fine 2012 sono stati complessivamente prodotti circa 2 milioni di kWh che hanno generato ricavi, tra vendita di energia e incentivazione, superiori a €1 milione (target del progetto), portando a un risparmio complessivo di CO₂ emessa di circa 900 tonnellate. Nel 2013 l'energia fotovoltaica prodotta potrà essere utilizzata in via sperimentale su alcuni impianti selezionati, per la ricarica delle auto elettriche.

Chimica

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,54	1,47	0,76
Indice di frequenza infortuni contrattisti		5,94	4,60	1,66
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	6.141	6.491	6.418
<i>Intermedi</i>		2.833	2.987	3.110
<i>Polimeri</i>		3.126	3.299	3.128
<i>Altri ricavi</i>		182	205	180
Utile operativo		(86)	(424)	(683)
Utile operativo adjusted		(96)	(273)	(485)
Utile netto adjusted		(73)	(206)	(395)
Investimenti tecnici		251	216	172
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.220	6.245	6.090
Vendite di prodotti petrolchimici		4.731	4.040	3.953
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	72,9	65,3	66,7
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.972	5.804	5.668
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,69	4,12	3,69
Emissioni NMVOC (Non-Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	4,71	4,18	4,40
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	3,30	3,17	2,19
Emissioni NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq)	4,87	4,14	3,43
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	82,7	81,8	81,5

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Nel corso del 2012 gli indici infortunistici di dipendenti e contrattisti hanno proseguito il trend di miglioramento registrato negli scorsi esercizi [-48,3% e -63,9%, rispettivamente].
- Nel 2012 le emissioni di gas serra, NO_x e SO_x sono diminuite sia per il calo dei volumi prodotti, sia per la conclusione di interventi di energy saving. L'incremento delle emissioni di NMVOC è da attribuirsi principalmente al sito di Dunkerque, per indisponibilità dell'impianto di recupero dei NMVOC provenienti dai silos di polietilene.
- Nel 2012 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €395 milioni con un netto peggioramento di €189 milioni rispetto al 2011, a seguito del debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica e del crollo dei margini unitari.
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.953 mila tonnellate sono diminuite di 87 mila tonnellate rispetto al 2011 [-2,1%] a causa del calo dei consumi.
- Le produzioni di 6.090 mila tonnellate sono diminuite di 155 mila tonnellate [-2,48%] per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori. In particolare, le riduzioni più significative riguardano il polietilene.
- Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €38 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 18 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con la Divisione Exploration & Production.

Espansione nei mercati internazionali

- Nell'ambito della strategia di internazionalizzazione delle attività della chimica, nell'ottobre 2012 Versalis ha definito due joint venture con importanti operatori della Corea del Sud e Malesia per la realizzazione di impianti per la produzione di elastomeri con tecnologia e know-how Versalis. Tali iniziative si inquadrano nella strategia di espansione internazionale nei mercati asiatici che presentano importanti prospettive di crescita nei segmenti di mercato dove Versalis vanta posizioni di leadership (elastomeri).

Sviluppo Chimica Verde

➤ Nel gennaio 2013 Versalis e Yulex, azienda produttrice di biomateriali a base agricola, hanno firmato una partnership strategica per la produzione di bio gomma a base di guayule e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nell'Europa del Sud. L'accordo interesserà l'intera catena produttiva, dalla coltivazione, all'estrazione della bio gomma, fino alla costruzione di una centrale elettrica a bio-massa. Versalis realizzerà materiali per applicazioni nei mercati di largo consumo, dei settori per uso medicale e dei segmenti dei prodotti con proprietà anallergiche accreditati di maggiori margini.

La partnership farà leva sulle competenze agronomiche di Yulex e sulle tecnologie di estrazione della bio gomma per ampliare il portafoglio di prodotti green di Versalis. L'investimento prevede anche un ambizioso progetto di ricerca per lo sviluppo di una tecnologia ad hoc per bio gomma per l'industria dei pneumatici.

Essendo già leader nel settore degli elastomeri, Versalis intende espandere le sue tecnologie innovative nel campo delle gomme sintetiche aggiungendo al suo portafoglio la gomma da guayule come un'opportunità supplementare di business e di un'offerta commerciale diversificata. Nel giugno 2012 è stato firmato un Memorandum of Understanding con Genomatica e Novamont, per la creazione di una joint venture tecnologica con sede italiana che governerà la conduzione di un programma di ricerca congiunto, della durata di 4 anni, finalizzato allo sviluppo di una nuova tecnologia per la produzione del butadiene a partire da fonti rinnovabili. Tale joint venture deterrà anche i diritti in esclusiva per lo sfruttamento industriale dei risultati della ricerca incluso delle attività di licensing della tecnologia a terzi.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2012 le **vendite** (3.953 mila tonnellate) sono diminuite di 87 mila tonnellate rispetto al 2011 (-2,2%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto nei principali mercati di riferimento. I **prezzi medi unitari** sono in leggero aumento (+1,3%) rispetto al 2011. I principali incrementi sono stati registrati nel business degli aromatici (+12%), dei fenolo/derivati (+10%) e degli stirenici (+6%); in riduzione il prezzo medio degli elastomeri (-1,3%). Le **produzioni** ammontano a 6.090 mila tonnellate, 155 mila tonnellate in meno rispetto allo scorso anno, pari al -2,5%, con riduzioni più sensibili negli stirenici e negli elastomeri (rispettivamente -10,3% e -9,4%). Al netto degli effetti della fermata dell'im-

pianto di Porto Torres (a eccezione delle gomme nitriliche) per l'avvio del progetto Chimica Verde e della cessione dell'impianto di Feluy, i volumi prodotti totali sono aumentati di circa il 2%.

All'estero si segnala l'incremento della produzione presso il sito di Dunkerque (+20%), che nel 2011 aveva risentito del difficile avvio della nuova linea swing EVA/LDPE.

La **capacità produttiva nominale** si è ridotta rispetto a quella dello scorso anno a seguito della citata cessione dell'impianto produttivo di Feluy e della fermata degli impianti di Porto Torres, con un tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, che è risultato pari al 66,7% (65,3% quello del 2011).

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Intermedi		4.860	4.101	4.112	11	0,3
Polimeri		2.360	2.144	1.978	(166)	(7,7)
Produzioni		7.220	6.245	6.090	(155)	(2,5)
Consumi e perdite		(2.912)	(2.631)	(2.545)	86	(3,3)
Acquisti e variazioni rimanenze		423	426	408	(18)	(4,2)
		4.731	4.040	3.953	(87)	(2,2)

Andamento per business

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€3.110 milioni) sono aumentati di €123 milioni rispetto al 2011 (+4%), per effetto della performance positiva dei derivati, che riflette l'incremento dei volumi (21%) e dei prezzi medi unitari (+10%), dovuto a una maggiore dinamicità del mercato e disponibilità di prodotto. In calo i volumi venduti di olefine (-2%) e aromatici (-4,5%), penalizzati principalmente dalla fermata degli impianti di polietilene del polo siciliano per mancanza di redditività e dal calo della domanda. Stabili i prezzi

medi delle olefine, mentre sono in aumento i prezzi degli aromatici (+12%), trainati dalla ripresa delle quotazioni del benzene (+18,7%).

Le produzioni di intermedi (4.112 mila tonnellate) sono in linea rispetto all'anno precedente (+0,3%). In aumento i derivati (+12%) per fenolo/derivati e stirolo monomero, che lo scorso anno erano stati penalizzati dalla fermata programmata di Mantova.

In riduzione le produzioni di olefine e aromatici (rispettivamente -2,7% e -5,4%). Questi ultimi risentono della fermata programmata di Sarroch e della riduzione della marcia dell'impianto cracker di Priolo al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€3.128 milioni) sono diminuiti di €171 milioni rispetto al 2011 (-5,2%), essenzialmente, per la riduzione dei volumi venduti (-5,8%), a causa del rilevante calo della domanda in particolare sul mercato europeo e italiano, parzialmente compensato dalla crescita, seppur a tassi modesti, della domanda nel Mercato dell'Europa dell'Est.

In flessione i prezzi medi unitari degli elastomeri (-1,3%), a causa del calo dei prezzi unitari delle gomme SBR/BR che risentono della crisi del settore automotive e del polietilene (-0,4%), nono-

stante un miglioramento nella seconda parte dell'anno. I prezzi medi degli stirenici sono aumentati mediamente del +6%, trainati dal prezzo del polistirolo espandibile.

Le produzioni dei polimeri (1.978 mila tonnellate) sono diminuite di 167 mila tonnellate rispetto al 2011 (-7,8%), per effetto principalmente della riduzione delle produzioni di elastomeri (-9,4%) a Ravenna e Ferrara, per la crisi del settore automotive e di polietilene (-6%). Nei primi mesi dell'anno sono state interrotte le produzioni del polo siciliano a causa del forte rallentamento della domanda di polietilene, incluso l'impianto di cracking.

La riduzione delle produzioni di stirenici (-10,3%) è invece dovuta alla cessione degli impianti di polistirolo compatto ed espandibile di Feluy (Belgio) a fine 2011.

Investimenti tecnici

Nel 2012 gli investimenti tecnici di €172 milioni (€216 milioni nel 2011) hanno riguardato: (i) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (€53 milioni), in particolare sul sito di Ravenna; (ii) interventi di recupero energetico (€41 milioni), principalmente riferibili al progetto energy savings volto a ri-

durre le emissioni di CO₂; (iii) interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (€38 milioni), relativi prevalentemente all'ottimizzazione nel trattamento delle acque reflue; (iv) interventi di manutenzione (€25 milioni).

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,45	0,44	0,54
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,33	0,21	0,17
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	2,14	1,82	0,93
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	10.581	11.834	12.771
Utile operativo		1.302	1.422	1.433
Utile operativo adjusted		1.326	1.443	1.465
Utile netto adjusted		994	1.098	1.109
Investimenti tecnici		1.552	1.090	1.011
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.935	12.505	13.391
Portafoglio ordini a fine periodo		20.505	20.417	19.739
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	38.826	38.561	43.387
Quota dipendenti estero	(%)	87,3	86,5	89,2
Quota di manager locali		45,3	43,0	42,3
Quota di procurato locale		61,3	56,4	51,8
Spesa salute	(€ migliaia)	19.506	32.410	21.236
Spesa sicurezza		26.403	50.541	81.777
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,11	1,32	1,54

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- La percentuale di posizioni manageriali ricoperte da personale assunto in loco si è attestata oltre il 40% del totale di posizioni manageriali, a esclusione di Italia e Francia, risentendo tuttavia di fluttuazioni per apertura di nuovi cantieri e progetti di breve periodo.
- Su un totale di €9.584 milioni di ordinato nell'anno 2012, €7.802 milioni riguardano spese per i progetti operativi, di cui il 51,8% ordinato presso fornitori locali.
- Nel 2012 l'indice di frequenza infortuni dei dipendenti ha registrato un peggioramento del 22,7% rispetto al 2011 mentre l'indice di frequenza dei contrattisti un miglioramento del 19%. Saipem continua nel suo impegno alla mitigazione e alla riduzione degli eventi accidentali ed infortuni che possano colpire i propri dipendenti e contrattisti attraverso intense campagne di formazione e addestramento tra cui la campagna "Working at height", il portale dedicato alla formazione HSE e i corsi per gli operatori gruisti.
- La spesa complessiva in salute e sicurezza è aumentata del 24% rispetto al 2011 (da €83 milioni a €103 milioni).
- Nel 2012 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato l'utile netto adjusted di €1.109 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (+1%). Tale risultato riflette la solida performance operativa registrata principalmente nel segmento Perforazioni grazie alla piena operatività dello Scarabeo 9 e alla maggiore redditività dall'impiego del mezzo Saipem 10000, quasi completamente compensata dal peggioramento della performance del segmento Engineering & Construction a seguito del rallentamento e della minore marginalità delle attività per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica in atto, registrata in particolare nella seconda metà dell'anno.
- Gli investimenti tecnici di €1.011 milioni (€1.090 milioni nel 2011) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.
- Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €15 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 13 domande di brevetto.

Attività dell'anno

- Gli ordini acquisiti di €13.391 milioni (€12.505 milioni nel 2011) hanno riguardato per il 96% lavori da realizzare all'estero e per il 5% lavori assegnati da imprese Eni.
- Il portafoglio ordini ammonta a €19.739 milioni al 31 dicembre 2012 (€20.417 milioni al 31 dicembre 2011) di cui €10.943 milioni da realizzarsi nel 2013. La riduzione del portafoglio ordini risente della cancellazione dal carico ordini, nel terzo trimestre 2012, del contratto "Jurassic" (€700 milioni) nell'ambito dell'attività Engineering & Construction Onshore.

Aree di attività

Engineering & Construction Offshore

Nel 2012 i ricavi ammontano a €5.207 milioni in aumento del 5,5% rispetto al 2011 a seguito della maggiore attività in Medio ed Estremo Oriente.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €7.477 milioni (€6.131 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto EPCI per conto di INPEX per l'installazione di una condotta sottomarina della lunghezza di 889 chilometri per il collegamento del giacimento offshore di Ichthys con l'impianto di trattamento a terra situato nei pressi di Darwin in Australia. L'impianto avrà la capacità produttiva di 8,4 milioni di tonnellate di GNL e 1,6 milioni di tonnellate di GPL per anno, oltre a circa 100.000 barili di condensati al giorno nella fase di picco; (ii) il contratto EPCI per conto di Lukoil per la costruzione di due condotte sottomarine di esportazione che collegheranno il blocco offshore di Vladimir Filanovsky, nella parte settentrionale del mar del Caspio, alle valvole di chiusura a terra, situate tra i 10 e 20 chilometri dalla costa, nella Repubblica Russa di Kalmyk. Le attività a mare saranno eseguite principalmente dal pontone posatubi Castoro 12 e dal mezzo di trenching Castoro 16.

Nel corso del 2012 è proseguito l'impegno di Saipem nello sviluppo di tecnologie all'avanguardia finalizzate allo svolgimento di attività in acque profonde e ultra profonde, alla progettazione degli impianti galleggianti di liquefazione, allo sviluppo di nuovi metodi per l'installazione e interro di condotte sottomarine in condizioni estreme. In particolare le attività hanno riguardato: (i) la progettazione di un sistema di trasferimento del gas naturale liquefatto tra due unità di Floating LNG; (ii) la progettazione e lo sviluppo di soluzioni sottomarine per la separazione gas/liquido o liquido/liquido, e il trattamento dell'acqua di produzione e di mare; (iii) la ricerca su materiali innovativi per le condotte e l'adattamento dei metodi di installazione a tali condotte; (iv) studi su tecnologie di riscaldamento delle condotte; (v) studi su tecnologie di monitoraggio delle condotte durante l'installazione, nonché dei metodi di riparazione e di risposta d'emergenza. Inoltre è proseguito durante l'anno lo sviluppo di tecniche per il monitoraggio e la riduzione dell'impatto ambientale durante le operazioni di installazione, nonché lo sviluppo delle energie rinnovabili sia onshore che offshore.

Engineering & Construction Onshore

Nel 2012 i ricavi ammontano a €5.745 milioni in aumento del 3,9% rispetto al 2011 a seguito della maggiore attività in Medio Oriente e America del Nord.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €3.972 milioni (€5.006 milioni nel 2011), in riduzione per effetto principalmente della

cancellazione nel terzo trimestre 2012 del contratto Jurassic. Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto chiavi in mano per conto di Shell relativo al progetto SSAGS (Southern Swamp Associated Gas) inerente la realizzazione di quattro impianti di compressione e di nuove strutture di produzione per il trattamento del gas raccolto, presso diverse località situate nello stato del Delta, in Nigeria; (ii) Il contratto EPC per conto di Saudi Aramco e Sumitomo Chemical per il Naphtha and Aromatics Package (RP 2) del Progetto Rabigh II, che prevede l'espansione del complesso integrato di impianti petrolchimici e di raffinazione della città di Rabigh situato sulla costa occidentale dell'Arabia Saudita. La suddetta espansione consentirà di trattare ulteriori 30 milioni di piedi cubi standard di etano al giorno e 3 milioni di tonnellate di nafta all'anno rispetto alla capacità produttiva originaria di 20 milioni di tonnellate all'anno di petrolio.

L'attività di ricerca e sviluppo finalizzata al miglioramento di tecnologie di processo proprietarie e all'ampliamento del portafoglio dei servizi ambientali, ha riguardato: (i) lo studio sul miglioramento della compatibilità ambientale della tecnologia proprietaria per la produzione di Urea; (ii) lo sviluppo di nuove tecnologie che consentano la riduzione dei costi di cattura della CO₂; (iii) l'applicazione di una metodologia di Life Cycle Assessment all'analisi dell'impatto ambientale su un progetto in Congo.

Perforazioni mare

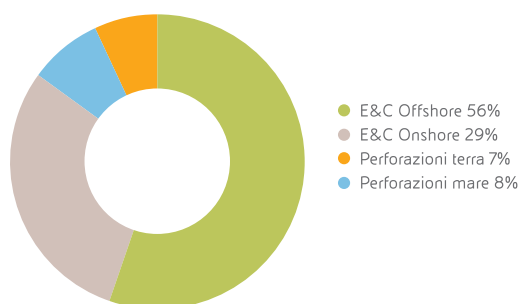
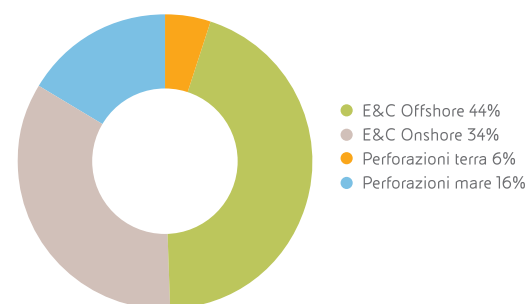
Nel 2012 i ricavi ammontano a €1.089 milioni in aumento del 30,6% rispetto al 2011. I ricavi relativi all'utilizzo delle piattaforme sommergibili Scarabeo 8 e Scarabeo 9, entrati in esercizio nel 2012, sono stati parzialmente compensati dalle fermate per upgrading delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 3 e Scarabeo 6.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €1.025 milioni (€780 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) l'estensione per quindici mesi del contratto del mezzo di perforazione semisommergibile Scarabeo 7 che opererà in acque indonesiane; (ii) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo del jack up Perro Negro 8 che opererà al largo delle coste italiane.

Perforazioni terra

Nel 2012 i ricavi ammontano a €730 milioni in lieve aumento rispetto al 2011.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €917 milioni (€588 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto per il noleggio alla società Saudi Aramco di quindici impianti con una durata da tre a cinque anni, in Arabia Saudita; (ii) contratti per l'utilizzo di otto impianti in Sud America, Arabia Saudita, Kazakistan, Algeria, Mauritania e Italia con una durata compresa tra due mesi e due anni.

Ordini acquisiti
(€13.391 milioni)**Portafoglio ordini**
(€19.739 milioni)

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
		12.935	12.505	13.391	886	7,1
Engineering & Construction Offshore		4.600	6.131	7.477	1.346	22,0
Engineering & Construction Onshore		7.744	5.006	3.972	(1.034)	(20,7)
Perforazioni mare		326	780	1.025	245	31,4
Perforazioni terra		265	588	917	329	56,0
di cui:						
- Eni		962	822	631	(191)	(23,2)
- Terzi		11.973	11.683	12.760	1.077	9,2
di cui:						
- Italia		825	1.116	485	(631)	(56,5)
- Estero		12.110	11.389	12.906	1.517	13,3

Portafoglio ordini	(€ milioni)	Dic. 31, 2010	Dic. 31, 2011	Dic. 31, 2012	Var. ass.	Var. %
		20.505	20.417	19.739	(678)	(3,3)
Engineering & Construction Offshore		5.544	6.600	8.721	2.121	32,1
Engineering & Construction Onshore		10.543	9.604	6.701	(2.903)	(30,2)
Perforazioni mare		3.354	3.301	3.238	(63)	(1,9)
Perforazioni terra		1.064	912	1.079	167	18,3
di cui:						
- Eni		3.349	2.883	2.526	(357)	(12,4)
- Terzi		17.156	17.534	17.213	(321)	(1,8)
di cui:						
- Italia		1.310	1.816	1.719	(97)	(5,3)
- Estero		19.195	18.601	18.020	(581)	(3,1)

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni di €1.011 milioni hanno riguardato: (i) nell'Engineering & Construction Offshore la realizzazione di un nuovo pipelayer, il proseguimento dei lavori di fabbricazione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia, l'inizio dei lavori di costruzione di una nuova yard in Brasile nonché lavori di mantenimento; (ii) nell'Engineering &

Construction Onshore il completamento dello Scarabeo 8; l'upgrading dello Scarabeo 6 per renderlo idoneo a operare in profondità d'acqua fino a 1.100 metri, (iii) nel Drilling Offshore la realizzazione/potenziamento di strutture operative nel settore perforazioni mare nonché (iv) nel Drilling Onshore l'acquisto di materiali e apparecchiature e il periodico mantenimento dell'asset base esistente.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore		706	400	505	105	26,3
Engineering & Construction Onshore		11	45	66	21	46,7
Perforazioni mare		559	507	281	(226)	(44,6)
Perforazioni terra		253	121	120	(1)	..
Altri investimenti		23	17	39	22	..
		1.552	1.090	1.011	(79)	(7,2)



Dismissioni

Cessione Snam

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali l'avvenuta concessione del nulla osta da parte dell'Antitrust, Eni ha completato l'operazione di cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") di 1.013.619.522 azioni ordinarie di Snam SpA, pari al 30% meno un'azione del capitale votante, al prezzo di €3,47 per azione, come previsto dal contratto preliminare di compravendita del 15 giugno 2012, che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €2,02 miliardi. Il corrispettivo totale dell'operazione di €3.517 milioni è stato incassato per il 75% entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni è stato incassato a febbraio 2013. Il deconsolidamento di Snam, per effetto della perdita del controllo a partire dal quarto trimestre 2012, che aveva già rimborsato quasi per intero i finanziamenti intercompany prima della transazione ha comportato la riduzione dei debiti finanziari pari a €12,45 miliardi.

L'operazione attua le disposizioni della Legge n. 27/2012 sulle "liberalizzazioni" che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni (cd. "ownership unbundling"; ex D.Lgs. n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") a garanzia della piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia.

Inoltre, il DPCM ha stabilito la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €612,5 milioni, pari a €3,43 per azione.

La partecipazione residua in Snam, alla data della perdita del controllo è classificata come strumento finanziario ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €1.451 milioni al prezzo corrente di €3,5 per azione e i successivi adeguamenti di fair value a patrimonio netto con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile. Lo smobilizzo della partecipazione è proseguito nel gennaio 2013 attraverso il collocamento di €1.250 milioni di bond senior unsecured convertibili in azioni ordinarie di Snam della durata di 3 anni e cedola annuale dello 0,625%. I Bond saranno convertibili in azioni ordinarie Snam ad un prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al prezzo corrente. Il sottostante dei Bond è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie Snam, pari a circa l'8,54% del capitale della società. Le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Gli effetti sono stati trascurabili. In caso di mancato raggiungimento dello strike price, Eni ha comunque la facoltà alla scadenza del bond di rimborsare gli obbligazionisti con le azioni Snam sottostanti valorizzate al prezzo di mercato corrente alla data di rimborso.

Per effetto di tali transazioni la partecipazione residua di Eni in Snam alla data di bilancio è pari al 20,2% del capitale sociale pari a circa 683,9 milioni di azioni iscritta al fair value di €2.408 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €3,52 per azione.

Alla data del closing della transazione, CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole su quest'ultima ed è sottoposta a comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parte correlata ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 come modificato dalla delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 e della Procedura adottata dalla Società in materia di operazioni con parti correlate¹, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento e della citata procedura aziendale.

Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

[1] La Management System Guideline "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni il 18 novembre 2010 e modificata dallo stesso il 19 gennaio 2012. Il documento è disponibile sul sito internet eni.com, nella sezione "Governance - Parti correlate".

Cessione Galp

Il disinvestimento della partecipazione in Galp Energia SGPS SA ("Galp") è stato avviato il 29 marzo 2012 a seguito della modifica degli accordi parasociali tra Eni e gli altri azionisti di riferimento, Amorim Energia BV e Caixa Geral de Depositos SA, in forza dei quali il 20 luglio 2012 Eni ha ceduto ad Amorim Energia il 5% del capitale sociale Galp uscendo dal patto parasociale. In base agli accordi con i soci del patto, Eni ha facoltà di cedere in via autonoma sul mercato fino al 18% di tale partecipazione (elevabile al 20% in caso di emissione di bond convertibili); ad Amorim Energia è riconosciuto un diritto di prelazione sul restante azioni Galp in mano a Eni.

La transazione ha riguardato 41,5 milioni di azioni al prezzo unitario di €14,25 per il corrispettivo totale di €582 milioni e una plusvalenza di conto economico di €288 milioni nel terzo trimestre 2012. A seguito di tale transazione la partecipazione residua di Eni del 28,34% assume natura finanziaria ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €865 milioni al prezzo corrente di €10,78 per azione sempre nel terzo trimestre; in considerazione dell'emissione del prestito obbligazionario convertibile su parte delle azioni Galp si è optato per l'esercizio della fair value option sulle azioni al servizio della conversione.

Il 27 novembre 2012, Eni ha collocato presso investitori istituzionali circa 33,2 milioni di azioni di Galp, corrispondenti al 4% del capitale della società, al prezzo di €11,48 per azione per un corrispettivo pari a circa €381 milioni e una plusvalenza di conto economico di €23 milioni. Contestualmente Eni ha emesso un prestito obbligazionario dell'importo di circa €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione implica un premio del 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante dei bond convertibili in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. La variazione del fair value di tale pacchetto azionario è imputata a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del collegamento) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €11,76 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €65 milioni parzialmente compensato dalla variazione del fair value dell'opzione implicita nel bond pari a €26 milioni. In caso di mancato raggiungimento dello strike price, Eni ha comunque la facoltà alla scadenza del bond di rimborsare gli obbligazionisti con le azioni Galp sottostanti valorizzate al prezzo di mercato corrente alla data di rimborso. Per effetto di tali transazioni alla data di bilancio la partecipazione residua di Eni in Galp di 201,84 milioni di azioni pari al 24,34% del capitale sociale è iscritta al fair value di €2.374 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €11,76 per azione.

In seguito all'offerta bond, in base agli accordi firmati il 29 marzo 2012, Amorim Energia detiene un diritto di prelazione fino al 3,34% nel caso in cui esercitasse la sua call option o fino all'8,34% nel caso in cui non la esercitasse.



Commento ai risultati economico-finanziari

In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i risultati dei Business regolati Italia gestiti dalla Snam e oggetto di cessione come sancito nel Decreto Libera-

lizzazioni 1/2012, convertito in legge il 14 marzo 2012, sono stati rappresentati nel 2012 come "discontinued operations". Gli esercizi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

Conto economico ¹

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
96.617	Ricavi della gestione caratteristica	107.690	127.220	19.530	18,1
967	Altri ricavi e proventi	926	1.546	620	67,0
(73.202)	Costi operativi	(83.199)	(100.021)	(16.822)	(20,2)
246	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(69)			
131	Altri proventi e oneri operativi	171	(158)	(329)	..
(9.031)	Ammortamenti e svalutazioni	(8.785)	(13.561)	(4.776)	(54,4)
15.482	Utile operativo	16.803	15.026	(1.777)	(10,6)
(749)	Proventi (oneri) finanziari	(1.146)	(1.307)	(161)	(14,0)
1.112	Proventi netti su partecipazioni	2.123	2.881	758	35,7
15.845	Utile prima delle imposte	17.780	16.600	(1.180)	(6,6)
(8.581)	Imposte sul reddito	(9.903)	(11.659)	(1.756)	(17,7)
54,2	Tax rate (%)	55,7	70,2	14,5	
7.264	Utile netto - continuing operations	7.877	4.941	(2.936)	(37,3)
119	Utile netto - discontinued operations	(74)	3.732	3.806	..
7.383	Utile netto	7.803	8.673	870	11,1
	di competenza:				
6.318	Eni:	6.860	7.788	928	13,5
6.252	- continuing operations	6.902	4.198	(2.704)	(39,2)
66	- discontinued operations	(42)	3.590	3.632	..
1.065	Interessenze di terzi:	943	885	(58)	(6,2)
1.012	- continuing operations	975	743	(232)	(23,8)
53	- discontinued operations	(32)	142	174	..

Utile netto

Nel 2012, l'utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations di €4.198 milioni è diminuito di €2.704 milioni rispetto all'anno 2011, pari al 39,2%.

Tale riduzione è dovuta al minore utile operativo di €1.777 milioni su cui hanno inciso svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali di €4.029 milioni [(€1.031 milioni nel 2011)] rilevate principalmente nei business Mercato gas e raffinazione, le cui prospettive reddituali sono penalizzate dalla contrazione del ciclo economico europeo. Inoltre hanno inciso le maggiori imposte sul reddito di €1.756 milioni dovute alla maggiore incidenza sull'utile

imponibile consolidato della Divisione Exploration & Production soggetta ad aliquote particolarmente elevate e la svalutazione di €1.030 milioni delle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Il saldo negativo oneri finanziari e su cambi netti evidenzia un incremento (-€161 milioni) dovuto principalmente a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto della riduzione dei tassi.

[1] Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nella presente Relazione finanziaria annuale sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information riportata nel paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

In positivo la gestione partecipazioni (+€758 milioni) influenzata dalle plusvalenze da rivalutazione e cessione della Galp, compreso il provento della transazione Galp-Petrogal, per complessivi €2,08 miliardi, parzialmente assorbite dai minori risultati delle collegate, svalutazioni di partecipazioni (€156 milioni), nonché la circostanza che nel 2011 erano state realizzate importanti plusvalenze sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni).

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni che include il

contributo delle discontinued operations è stato di €7.788 milioni, con un incremento di €928 milioni (+13,5% rispetto al 2011). Il risultato delle discontinued operations riflette, oltre alla gestione di Snam fino alla data della perdita del controllo, la plusvalenza sulla cessione del 30% meno un'azione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti per €2.019 milioni e la rivalutazione ai valori di mercato della partecipazione residua per €1.451 milioni (complessivamente €3.425 milioni al netto del relativo effetto fiscale).

Utile netto adjusted

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.252	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	6.902	4.198	(2.704)	(39,2)
(610)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(724)	(23)		
1.128	Esclusioni special item	760	2.953		
	di cui:				
(246)	- oneri (proventi) non ricorrenti	69			
1.374	- altri special item	691	2.953		
6.770	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^(a)	6.938	7.128	190	2,7

(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 delle continuing operations è stato di €7.128 milioni con un aumento di €190 milioni rispetto al 2011, pari al 2,7% che si eleva al 7,6% escludendo il contributo di Snam che corrisponde all'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. Tale performance riflette il miglioramento dei settori Exploration & Production e downstream, parzialmente compensato dai minori proventi su partecipazione e dalla maggiore incidenza fiscale della Divisione Exploration & Production soggetta ad aliquote fiscali più elevate e dalla svalutazione d'imposte differite attive delle società italiane che, benché non ripetitive, non sono state classificate come special item (circa €230 milioni).

L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €23 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €2.953 milioni, determinando una rettifica positiva di €2.930 milioni.

Gli special item dell'utile operativo da continuing operations di €4.744 milioni si riferiscono principalmente a:

- (i) svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni e immobilizzazioni materiali per €4.029 milioni rilevate principalmente nel Mercato gas e nell'attività Refining a causa della perdurante debolezza del quadro congiunturale europeo, volatilità dei prezzi/margini delle commodity e pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi, e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica;
- (ii) costi e accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi principalmente a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata,

considerati special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra;

- (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria, in particolare i 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 €79 milioni);
- (iv) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€64 milioni) e oneri ambientali (€63 milioni);
- (v) la plusvalenza sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement (€343 milioni).

Gli special item non operativi comprendono:

- (i) le plusvalenze Galp sulla cessione del 9% (€311 milioni) realizzate in due distinte transazioni (il 5% a luglio con il socio Amorim BV e il 4% a novembre sul mercato), sulla rivalutazione (€865 milioni) e sul provento del primo trimestre (€835 milioni) dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita;
- (ii) la svalutazione di attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana (nei limiti dell'ammontare relativo ai saldi iniziali pari a circa €800 milioni della svalutazione complessiva di €1.030 milioni) valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane.

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
5.609	Exploration & Production	6.865	7.425	560	8,2
1.267	Gas & Power	252	473	221	87,7
(56)	Refining & Marketing	(264)	(179)	85	32,2
(73)	Chimica	(206)	(395)	(189)	(91,7)
994	Ingegneria & Costruzioni	1.098	1.109	11	1,0
(216)	Altre attività	(225)	(247)	(22)	(9,8)
(867)	Corporate e società finanziarie	(753)	(976)	(223)	(29,6)
1.124	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	1.146	661	(485)	
7.782	Utile netto adjusted - continuing operations	7.913	7.871	(42)	(0,5)
	<i>di competenza:</i>				
1.012	- interessenze di terzi	975	743	(232)	(23,8)
6.770	- azionisti Eni	6.938	7.128	190	2,7

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

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato da un prezzo di riferimento del Brent di 111,58 \$/barile sostanzialmente in linea rispetto al 2011. Il mercato del gas è stato caratterizzato dalla debolezza della domanda a causa della recessione economica nell'eurozona, mentre l'offerta si è confermata abbondante con mercati spot continentali molto liquidi. 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. In aumento il prezzo spot del gas in Europa che registra un incremento del 5% rispetto ai valori del 2011; tale incremento non ha comportato un miglioramento dei margini di commercializzazione

del gas Eni a causa dell'elevato costo oil-linked dell'approvvigionamento e della pressione competitiva. I margini di raffinazione, pur evidenziando un trend in ripresa rispetto al 2011 (TRC Brent a 4,83 \$/barile, +2,77 \$/barile), sono rimasti su livelli non remunerativi in un quadro di estrema volatilità a causa della debolezza della domanda di carburanti su cui ha inciso la recessione economica, eccesso di capacità ed elevati costi della carica petrolifera con l'ulteriore effetto trascinamento sui costi delle utility energetiche di stabilimento. Inoltre le lavorazioni complesse sono state penalizzate dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti. I risultati dell'esercizio hanno beneficiato dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+7,7%).

2010		2011	2012	Var. %
79,47	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	111,27	111,58	0,3
1,327	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,392	1,285	(7,7)
59,89	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,94	86,83	8,6
2,66	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,06	4,83	..
3,47	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	2,90	4,94	70,3
2,00	Margini europei medi di raffinazione in euro	1,48	3,76	..
6,56	Prezzo gas NBP ^(d)	9,03	9,48	5,0
0,8	Euribor - euro a tre mesi (%)	1,4	0,6	(57,1)
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,4	33,3

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(d) In USD per milioni di btu. Fonte: Platt's Oilgram.

Analisi delle voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
29.497	Exploration & Production	29.121	35.881	6.760	23,2
27.806	Gas & Power	33.093	36.200	3.107	9,4
43.190	Refining & Marketing	51.219	62.656	11.437	22,3
6.141	Chimica	6.491	6.418	(73)	(1,1)
10.581	Ingegneria & Costruzioni	11.834	12.771	937	7,9
105	Altre attività	85	119	34	40,0
1.386	Corporate e società finanziarie	1.365	1.369	4	0,3
100	Effetto eliminazione utili interni	(54)	(75)	(21)	
(22.189)	Elisioni di consolidamento	(25.464)	(28.119)	(2.655)	
96.617		107.690	127.220	19.530	18,1

I ricavi della gestione caratteristica da continuing operations conseguiti nel 2012 (€127.220 milioni) sono aumentati di €19.530 milioni rispetto al 2011 (+18,1%) per effetto dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Exploration & Production (€35.881 milioni) sono aumentati di €6.760 milioni (+23,2%) per effetto della maggiore produzione venduta grazie alla ripresa delle attività in Libia, dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +0,5%; gas naturale +9,9%) e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Gas & Power (€36.200 milioni) sono aumentati di €3.107 milioni (+9,4%) per effetto dell'andamento dei parametri energetici di riferimento dei prezzi di vendita del gas e della modesta ripresa dei prezzi spot.

I ricavi del settore Refining & Marketing (€62.656 milioni) sono aumentati di €11.437 milioni (+22,3%) per effetto dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti e dell'effetto cambio, nonché dell'incremento delle vendite di prodotti petroliferi (+3,31 milioni di tonnellate rispetto al 2011, pari al 7,4%).

I ricavi della Chimica (€6.418 milioni) sono diminuiti di €73 milioni rispetto al 2011 (-1,1%) per effetto essenzialmente della riduzione dei volumi venduti (-2,1%) dovuta alla continua debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto, solo parzialmente compensato dalla ripresa dei prezzi medi unitari di vendita.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (€12.771 milioni) sono aumentati di €937 milioni (+7,9%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati in particolare nel business Engineering & Construction in Medio ed Estremo Oriente.

Costi operativi

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
68.774	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	78.795	95.363	16.568	21,0
(246)	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	69			
1.459	- altri special item	265	1.154		
4.428	Costo lavoro	4.404	4.658	254	5,8
400	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	203	64		
73.202		83.199	100.021	16.822	20,2

I costi operativi sostenuti nel 2012 (€100.021 milioni) sono aumentati di €16.822 milioni rispetto al 2011, pari al 20,2%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€95.363 milioni) sono aumentati di €16.568 milioni (+21%) per effetto principalmente dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas approvvigionato in relazione all'andamento dello scenario dell'energia e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono

special item di €1.154 milioni (€334 milioni nel 2011) relativi principalmente a costi e accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi principalmente a rivedimenti del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata, considerati special item in quanto inerenti a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra, e ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura.

Il **costo lavoro** (€4.658 milioni) è aumentato di €254 milioni rispetto al 2011 (+5,8%), per effetto dell'aumento dell'occupazione media all'estero (essenzialmente per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni e Exploration & Production), della

crescita del costo lavoro unitario all'estero e dell'andamento dei tassi di cambio. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal decremento dell'occupazione media in Italia e dei costi per esodi agevolati.

Ammortamenti e svalutazioni

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.928	Exploration & Production	6.251	7.988	1.737	27,8
425	Gas & Power	413	405	(8)	(1,9)
333	Refining & Marketing	351	331	(20)	(5,7)
83	Chimica	90	90		
513	Ingegneria & Costruzioni	596	683	87	14,6
2	Altre attività	2	1	(1)	(50,0)
79	Corporate e società finanziarie	75	65	(10)	(13,3)
(20)	Effetto eliminazione utili interni	(23)	(25)	(2)	
8.343	Totale ammortamenti	7.755	9.538	1.783	23,0
688	Svalutazioni	1.030	4.023	2.993	..
9.031		8.785	13.561	4.776	54,4

Gli **ammortamenti** (€9.538 milioni) sono aumentati di €1.783 milioni (+23%) rispetto al 2011, essenzialmente nel settore Exploration & Production (+€1.737 milioni, pari al 27,8%) a causa della ripresa delle attività in Libia, dei maggiori costi di ricerca esplorativa in funzione della crescita delle attività (+€580 milioni a cambi costanti), dell'entrata in esercizio di nuovi giacimenti e dell'effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+7,7%). L'aumento del settore Ingegneria & Costruzioni (+€87 milioni; +14,6%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** (€4.023 milioni) hanno riguardato principalmente il goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni e immo-

bilizzazioni materiali, rilevate principalmente nel Mercato gas (€2.494 milioni) e nella raffinazione (€843 milioni) a causa della perdurante debolezza del quadro congiunturale europeo, volatilità dei prezzi/margini delle commodity e pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production (€547 milioni) a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica (€112 milioni).

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
123	Exploration & Production	189	547	358	..
426	Gas & Power	154	2.494	2.340	..
76	Refining & Marketing	488	843	355	72,7
52	Chimica	160	112	(48)	(30,0)
3	Ingegneria & Costruzioni	35	25	(10)	(28,6)
8	Altre attività	4	2	(2)	(50,0)
688		1.030	4.023	2.993	..

Utile operativo

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
13.866	Exploration & Production	15.887	18.451	2.564	16,1
896	Gas & Power	(326)	(3.221)	(2.895)	..
149	Refining & Marketing	(273)	(1.303)	(1.030)	..
(86)	Chimica	(424)	(683)	(259)	(61,1)
1.302	Ingegneria & Costruzioni	1.422	1.433	11	0,8
(1.384)	Altre attività	(427)	(302)	125	29,3
(361)	Corporate e società finanziarie	(319)	(345)	(26)	(8,2)
1.100	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	1.263	996	(267)	
15.482	Utile operativo	16.803	15.026	(1.777)	(10,6)

Utile operativo adjusted

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
15.482	Utile operativo - continuing operations	16.803	15.026	(1.777)	(10,6)
(881)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.113)	(17)		
2.244	Esclusione special item	1.540	4.744		
	di cui:				
(246)	- oneri (proventi) non ricorrenti	69			
2.490	- altri special item	1.471	4.744		
16.845	Utile operativo adjusted - continuing operations	17.230	19.753	2.523	14,6
	Dettaglio per settore di attività:				
13.898	Exploration & Production	16.075	18.518	2.443	15,2
1.268	Gas & Power	(247)	354	601	..
(181)	Refining & Marketing	(539)	(328)	211	39,1
(96)	Chimica	(273)	(485)	(212)	77,7
1.326	Ingegneria & Costruzioni	1.443	1.465	22	1,5
(205)	Altre attività	(226)	(224)	2	0,9
(265)	Corporate e società finanziarie	(266)	(329)	(63)	(23,7)
1.100	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	1.263	782	(481)	
16.845		17.230	19.753	2.523	14,6

L'utile operativo adjusted delle continuing operations che esclude l'utile di magazzino di €17 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di €4.744 milioni, ammonta a €19.753 milioni con un incremento di €2.523 milioni rispetto al 2011, pari al 14,6%, per effetto della solida performance del settore Exploration & Production e del miglioramento registrato dai settori downstream. In dettaglio, il miglioramento è stato registrato in:

- **Exploration & Production** (+€2.443 milioni, pari al 15,2%) per effetto della ripresa delle produzioni libiche e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (circa €1.100 milioni), parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita delle attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti;
- **Gas & Power** che ha registrato un incremento di €601 milioni (da una perdita di €247 milioni registrata nel 2011 a un uti-

le operativo adjusted di €354 milioni) attribuibile all'attività Mercato che ha beneficiato di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento, con effetti in parte di competenza dell'esercizio precedente, e della ripresa delle forniture libiche;

- **Refining & Marketing** che ha contenuto la perdita operativa adjusted a €328 milioni, con un miglioramento di €211 milioni (+39,1% rispetto al 2011) beneficiando delle azioni di ottimizzazione e di efficienza, del miglioramento dell'affidabilità degli impianti, parzialmente compensati dalla flessione del Marketing che riflette il calo della domanda di prodotti, l'elevata pressione competitiva e l'aumento dei costi commerciali dovuto alle iniziative commerciali intraprese, in particolare la campagna promozionale estiva "riparti con eni";
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€22 milioni, pari all'1,5%) che riflette la crescita dei ricavi e la maggiore redditività del-

le commesse nei primi nove mesi dell'anno, parzialmente compensata nell'ultima parte dell'anno dal rallentamento e dalla minore marginalità di alcune attività nel segmento Engineering & Construction per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica in atto.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato nella **Chimica** per effetto del debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica e del crollo dei margini unitari registrato in particolare nel primo trimestre 2012 a causa degli elevati costi della carica.

Proventi (oneri) finanziari

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
(730)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(881)	(929)	(48)
(765)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(922)	(980)	(58)
17	- Interessi attivi verso banche	22	27	5
18	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	19	24	5
(131)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(112)	(251)	(139)
(111)	- Strumenti finanziari derivati su valute	29	(137)	(166)
(39)	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(141)	(88)	53
19	- Opzioni		(26)	(26)
92	Differenze di cambio	(111)	131	242
(130)	Altri proventi (oneri) finanziari	(154)	(408)	(254)
73	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	75	69	(6)
(236)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(235)	(308)	(73)
33	- Altri proventi finanziari	6	(169)	(175)
(899)		(1.258)	(1.457)	(199)
150	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	112	150	38
(749)		(1.146)	(1.307)	(161)

Gli **oneri finanziari netti** di €1.307 milioni registrano un incremento di €161 milioni rispetto al 2011. Tale maggiore saldo negativo riflette revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto della riduzione dei tassi accolte nella voce accretion discount (-€73 milioni), la crescita degli oneri finanziari sul debito (-€58 milioni) e gli oneri finanziari diversi (-€175 milioni) riferiti principalmente all'accantonamento degli oneri finanziari matu-

rati in relazione ad alcune price revision. L'aumento delle differenze di cambio (€242 milioni) è stata in parte attenuata dagli oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (-€166 milioni, da un provento di €29 milioni ad un onere di €137 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.

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni è illustrata nella tabella seguente:

2012 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	39	144	40	55		278
Dividendi	346	5	51		29	431
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	11	28		(1)	311	349
Altri proventi (oneri) netti	1		51		1.771	1.823
	397	177	142	54	2.111	2.881

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €2.881 milioni e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€278 milioni), principalmente nel settore Gas & Power; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al

costo (€431 milioni); (iii) le plusvalenze da cessione di partecipazioni (€349 milioni) riferite essenzialmente alla cessione del 9% della partecipazione in Galp; (iv) altri proventi netti (€1.823 milioni) relativi principalmente alla rivalutazione dell'interest residuo in Galp e all'operazione Petrogal (v. di seguito).

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
493	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	500	278	(222)
264	Dividendi	659	431	(228)
332	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	1.121	349	(772)
23	Altri proventi (oneri) netti	(157)	1.823	1.980
1.112		2.123	2.881	758

L'incremento di €758 milioni rispetto al 2011 è dovuto alla rilevazione di maggiori plusvalenze da cessione e rivalutazione di partecipazioni connesse in particolare a Galp derivanti da: la cessione del 9% (€311 milioni) in due distinte transazioni (il 5% a luglio con il socio Amorim BV e il 4% a novembre sul mercato), la rivalutazione dell'interest residuo classificato come attività finanziaria disponibile per la vendita alla data della perdita del collegamento (€865 milioni), il provento di €835 milioni dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita, nonché la rilevazione a conto economico dell'adeguamento

a fair value successivo alla rivalutazione iniziale limitatamente alla quota di azioni Galp pari all'8% posta al servizio del prestito obbligazionario convertibile emesso il 27 novembre 2012, in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 (€65 milioni). Tali plusvalori sono stati in parte assorbiti dalla circostanza che nel 2011 erano state realizzate importanti plusvalenze sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni). La diminuzione della quota Eni dei risultati delle società valutate a equity e al costo riflette l'andamento negativo del mercato del gas, la perdita di collegamento in Galp da metà esercizio e i minori risultati dell'iniziativa Nigeria LNG.

Imposte sul reddito

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
	Utile ante imposte			
887	Italia	694	(723)	(1.417)
14.958	Esteri	17.086	17.323	237
15.845		17.780	16.600	(1.180)
	Imposte sul reddito			
265	Italia	227	945	718
8.316	Esteri	9.676	10.714	1.038
8.581		9.903	11.659	1.756
	Tax rate (%)			
29,9	Italia	32,7
55,6	Esteri	56,6	61,8	5,2
54,2		55,7	70,2	14,5

Le **imposte sul reddito** (€11.659 milioni) sono aumentate di €1.756 milioni, pari al 17,7%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported pari al 70,2% riflette: (i) la svalutazione di €1.030 milioni delle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane; (ii) la maggiore incidenza fiscale determinata dall'effetto di sostituzione dei minori proventi su partecipazioni e il maggior utile operativo della Divisione Exploration & Production soggetto ad aliquote particolarmente elevate; (iii) l'entità degli oneri non deducibili (in particolare la svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo del gas).

Tali fattori incrementativi sono stati in parte compensati dalla

non imponibilità dei proventi straordinari rilevati sulla partecipazione in Galp e dalla circostanza che i risultati delle continuing operations per effetto della rappresentazione contabile ex IFRS 5 beneficiano dei margini intercompany di Snam ai quali non è associata alcuna fiscalità.

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, è del 59,8%, in aumento rispetto al 2011 (54,4% nel 2011) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production e della svalutazione d'imposte differite attive delle società italiane che, benché non ripetitive, non sono state classificate come special item (circa €230 milioni).

Utile netto delle interessenze di terzi

L'utile netto delle interessenze di terzi (€743 milioni) riguarda essenzialmente Saipem SpA (€627 milioni).

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %	
13.866	Utile operativo	15.887	18.451	2.564	16,1	
32	Esclusione special item:	188	67			
127	- svalutazioni di asset e altre attività	190	550			
(241)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)	(542)			
97	- oneri per incentivazione all'esodo	44	6			
30	- oneri ambientali					
	- accantonamenti a fondo rischi		7			
	- componente valutativa dei derivati su commodity	1	1			
14	- differenze e derivati su cambi	(2)	(9)			
5	- altro	18	54			
13.898	Utile operativo adjusted	16.075	18.518	2.443	15,2	
(205)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(231)	(248)	(17)		
274	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	624	436	(188)		
(8.358)	Imposte sul reddito ^(a)	(9.603)	(11.281)	(1.678)		
59,8	Tax rate (%)	58,3	60,3	2,0		
5.609	Utile netto adjusted	6.865	7.425	560	8,2	
	I risultati includono:					
7.051	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	6.440	8.535	2.095	32,5	
1.199	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.165	1.835	670	57,5	
802	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	820	1.457	637	77,7	
397	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	345	378	33	9,6	
	Prezzi medi di realizzo					
72,76	Petrolio ^(b)	(\$/barile)	102,11	102,58	0,47	0,5
212,67	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	229,06	251,67	22,61	9,9
55,60	Idrocarburi	(\$/boe)	72,26	73,39	1,13	1,6

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel 2012 la Divisione Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €18.518 milioni con un incremento di €2.443 milioni rispetto all'esercizio 2011, pari al 15,2%, per effetto della ripresa delle produzioni libiche e dall'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (circa €1.100 milioni), parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di €67 milioni hanno riguardato principalmente: (i) svalutazioni di asset e altre attività (€550 milioni), in particolare proved e unproved properties a gas localizzate negli Stati Uniti e in India, e per un asset a olio localizza-

to in Turkmenistan, a seguito principalmente di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi ed economico; (ii) plusvalenze sulle cessioni di asset (€542 milioni) tra cui quella realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement; (iii) accantonamenti a fondo rischi e per incentivazione all'esodo, nonché altri oneri diversi.

L'**utile netto adjusted** di €7.425 milioni in aumento di €560 milioni (+8,2%) rispetto al 2011 ha beneficiato del miglioramento della performance operativa, in parte compensata dai minori proventi su partecipazioni e dall'incremento di 2 punti percentuali del tax rate adjusted.

[2] 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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
896	Utile operativo	(326)	(3.221)	(2.895)	..
(117)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(166)	163		
489	Esclusione special item:	245	3.412		
	di cui:				
(270)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
759	Altri special item	245	3.412		
426	- svalutazioni	154	2.494		
78	- accantonamento a fondo rischi	77	831		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		(3)		
16	- oneri ambientali		(2)		
52	- oneri per incentivazione all'esodo	34	5		
30	- componente valutativa dei derivati su commodity	45			
195	- differenze e derivati su cambi	(82)	(51)		
(38)	- altro	17	138		
1.268	Utile operativo adjusted	(247)	354	601	..
923	Mercato	(657)	45	702	..
345	Trasporto internazionale	410	309	(101)	(24,6)
34	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	43	31	(12)	
362	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	363	261	(102)	
(397)	Imposte sul reddito ^(a)	93	(173)	(266)	
23,9	Tax rate [%]	..	26,8		
1.267	Utile netto adjusted	252	473	221	87,7

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 la Divisione Gas & Power ha registrato un incremento di €601 milioni dell'**utile operativo adjusted** (da una perdita di €247 milioni registrata nell'esercizio precedente a un utile di €354 milioni) attribuibile all'attività Mercato (+€702 milioni), mentre il Trasporto internazionale ha evidenziato una riduzione di risultato di €101 milioni (-24,6%) per effetto della cessione delle attività in Nord Europa e Russia realizzate nel corso del 2011.

Il risultato dell'attività Mercato ha beneficiato di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento, con effetti in parte di competenza dell'esercizio precedente, e della ripresa delle forniture libiche che hanno consentito di assorbire la perdurante debolezza dei fondamentali del settore gas e la pressione sui margini dovuta all'andamento del costo oil-linked dell'approvvigionamento e alla concorrenza. Sull'utile operativo hanno inoltre inciso negativamente alcune price revision con fornitori e clienti di lungo termine rilevati anche a seguito di lodi arbitrali, tra questi in particolare quelli relativi al lodo con GasTerra.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a €3.412 milioni e si riferiscono a: (i) svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni (€2.494 milioni) di competenza principalmente della cash generating unit Mercato europeo. I driver sono le ridimensionate previsioni di crescita della domanda, persistenza di oversupply ed elevata pressione competitiva con impatti negativi attesi sui prezzi di vendita e i margini del gas che determinano un minor valore d'uso degli asset rispetto ai valori di libro; (ii) oneri ed accantonamenti straordinari a fondo rischi di €831 milioni relativi alla revisione del prezzo di alcuni contratti di acquisto di lunga durata inclusi negli special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio; (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un onere di €51 milioni).

L'**utile netto adjusted** di €473 milioni è aumentato di €221 milioni rispetto al 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
2.562	EBITDA proforma adjusted	949	1.314	365
1.863	Mercato	257	856	599
116	di cui: +/- rettifica derivati commodity	44		(44)
699	Trasporto internazionale	692	458	(234)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di

rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
149	Utile operativo	(273)	(1.303)	(1.030)	..
(659)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(907)	(29)		
329	Esclusione special item:	641	1.004		
76	- svalutazioni	488	846		
169	- oneri ambientali	34	40		
(16)	- plusvalenze nette su cessione di asset	10	5		
2	- accantonamenti a fondo rischi	8	49		
113	- oneri per incentivazione all'esodo	81	19		
(10)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(3)			
(10)	- differenze e derivati su cambi	(4)	(8)		
5	- altro	27	53		
(181)	Utile operativo adjusted	(539)	(328)	211	39,1
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(4)	(4)	
92	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	99	63	(36)	
33	Imposte sul reddito ^(a)	176	90	(86)	
(56)	Utile netto adjusted	(264)	(179)	85	32,2

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 la Divisione Refining & Marketing ha contenuto le **perdite operative adjusted** a €328 milioni (+€211 milioni, pari al 39,1% rispetto al 2011) in uno scenario caratterizzato da margini di raffinazione che seppure in ripresa rispetto al 2011, sono rimasti deboli e volatili a causa dell'eccesso di capacità, contrazione della domanda di carburanti, in particolare in Italia, ed elevato costo della carica e delle utility di stabilimento indicizzate all'oil. Il risultato ha beneficiato delle azioni di ottimizzazione e di efficienza, del miglioramento dell'affidabilità degli impianti, parzialmente compensati dal calo dei risultati del Marketing a causa della riduzione delle vendite, dell'elevata pressione competitiva e dell'au-

mento dei costi dovuto alle iniziative commerciali intraprese, in particolare la promozione estiva "riparti con eni".

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted di €1.004 milioni hanno riguardato principalmente le svalutazioni delle raffinerie (€846 milioni) a seguito delle proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi, accantonamenti a fondo rischi (€49 milioni) e oneri ambientali (€40 milioni).

La **perdita netta adjusted** è migliorata di €85 milioni (da €264 milioni a €179 milioni nel 2012) per effetto della performance operativa.

Chimica

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
(86)	Utile operativo	(424)	(683)	(259)	(61,1)
(105)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(40)	63		
95	Esclusione special item	191	135		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	10			
95	Altri special item:	181	135		
52	- svalutazioni	160	112		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		1		
	- accantonamenti a fondo rischi		18		
	- oneri ambientali	1			
26	- oneri per incentivazione all'esodo	17	14		
	- componente valutativa dei derivati su commodity		1		
17	- differenze e derivati su cambi		(11)		
	- altro	3			
(96)	Utile operativo adjusted	(273)	(485)	(212)	(77,7)
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(1)	(1)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		2	2	
22	Imposte sul reddito ^(a)	67	89	22	
(73)	Utile netto adjusted	(206)	(395)	(189)	(91,7)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 la Chimica ha registrato un netto ampliamento della **perdita operativa adjusted** a €485 milioni, quasi il doppio rispetto al 2011 (-€273 milioni). Sul negativo andamento del settore ha inciso il crollo della domanda di commodity chimiche a causa della recessione economica e la flessione dei margini unitari registrato in particolare nel primo trimestre 2012 dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di €135 milioni di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito nonché a oneri per incentivazione all'esodo e accantonamenti a fondo rischi.

La **perdita netta adjusted** di €395 milioni è quasi raddoppiata rispetto al 2011.

Ingegneria & Costruzioni

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
1.302	Utile operativo	1.422	1.433	11	0,8
24	Esclusione special item:	21	32		
	di cui:				
24	Oneri (proventi) non ricorrenti		32		
	Altri special item:	21	32		
3	- svalutazioni	35	25		
5	- plusvalenze nette su cessione di asset	4	3		
14	- oneri per incentivazione all'esodo	10	7		
(22)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(28)	(3)		
1.326	Utile operativo adjusted	1.443	1.465	22	1,5
33	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		55	(40)	
10	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	95			
(375)	Imposte sul reddito ^(a)	(440)	(411)	29	
27,4	Tax rate (%)	28,6	27,0	(1,6)	
994	Utile netto adjusted	1.098	1.109	11	1,0

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €1.465 milioni (+1,5% rispetto al 2011) che riflette la crescita dei ricavi e la maggiore redditività delle com-

messe dei primi nove mesi dell'anno in particolare nel business Engineering & Construction in Medio ed Estremo Oriente, nonché nelle Perforazioni Mare dove la piena attività di Scarabeo 8 e

Scarabeo 9 ha compensato l'impatto negativo delle fermate per upgrading delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 6. La performance dell'anno ha risentito del rallentamento e della minore marginalità di alcune attività nel quarto trimestre nel segmento Engineering & Construction per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica.

Gli **special item** dell'utile operativo (€32 milioni) si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di equipment sui mezzi

Scarabeo 8 e Castoro 9, agli oneri per incentivazione all'esodo, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity.

L'**utile netto adjusted** di €1.109 milioni aumenta di €11 milioni rispetto al 2011 per effetto dell'incremento dell'utile operativo e della riduzione del tax rate adjusted di circa 2 punti percentuali, parzialmente compensati dai minori proventi su partecipazioni.

Altre attività (*)

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
(1.384)	Utile operativo	(427)	(302)	125	29,3
1.179	Esclusione special item di cui:	201	78		
	Oneri (proventi) non ricorrenti	59			
1.179	Altri special item:	142	78		
1.145	- oneri ambientali	141	25		
8	- svalutazioni	4	2		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(7)	(12)		
7	- accantonamenti a fondo rischi	9	35		
10	- oneri per incentivazione all'esodo	8	2		
9	- altro	(13)	26		
(205)	Utile operativo adjusted	(226)	(224)	2	0,9
(9)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	5	(22)	(27)	
(2)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(3)	(1)	2	
	Imposte sul reddito ^{(a) (b)}	(1)			
(216)	Utile netto adjusted	(225)	(247)	(22)	(9,8)

(*) Non include i risultati di Snam.

(a) Escludono gli special item.

(b) Le imposte differite attive di Syndial sono stanziate dalla società controllante Eni SpA sulla base degli accordi del consolidato fiscale nazionale in essere.

Corporate e società finanziarie

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
(361)	Utile operativo	(319)	(345)	(26)	(8,2)
96	Esclusione special item:	53	16		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(1)			
88	- oneri per incentivazione all'esodo	(6)	5		
8	- accantonamenti a fondo rischi	9	11		
	- altro	51			
(265)	Utile operativo adjusted	(266)	(329)	(63)	(23,7)
(783)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(876)	(861)	15	
	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1	99	98	
181	Imposte sul reddito ^(a)	388	115	(273)	
(867)	Utile netto adjusted	(753)	(976)	(223)	..

(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 (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). 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 è classificata tra gli special item la componente valutativa degli 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.

2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
(€ milioni)														
Utile operativo	18.451	(3.221)	(1.303)	(683)	1.433	(345)	1.676	(302)	208	15.914	(1.676)	788	(888)	15.026
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)
Esclusione special item:														
- svalutazioni	550	2.494	846	112	25			2		4.029				4.029
- plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)
- accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945
- oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63
- oneri per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64
- componente valutativa dei derivati su commodity	1			1	(3)					(1)				(1)
- differenze e derivati su cambi	(9)	(51)	(8)	(11)						(79)				(79)
- altro	54	138	53					26		271				271
Special item dell'utile operativo	67	3.412	1.004	135	32	16	51	78		4.795	(51)		(51)	4.744
Utile operativo adjusted	18.518	354	(328)	(485)	1.465	(329)	1.727	(224)	(6)	20.692	(1.727)	788	(939)	19.753
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(248)	31	(4)	(1)		(861)	(51)	(22)		(1.156)	51		51	(1.105)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915
Imposte sul reddito ^(b)	(11.281)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.281)	712	(123)	589	(11.692)
Tax rate (%)	60,3	26,8	..	27,0			41,5			59,9				59,8
Utile netto adjusted	7.425	473	(179)	(395)	1.109	(976)	1.002	(247)	(4)	8.208	(1.002)	665	(337)	7.871
di competenza:														
- interessenze di terzi										885			(142)	743
- azionisti Eni										7.323			(195)	7.128
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.788			(3.590)	4.198
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.323			(195)	7.128

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2011

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
(€ milioni)														
Utile operativo	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	17.435	(2.084)	1.452	(632)	16.803
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)						(1.113)				(1.113)
Esclusione special item:														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69
Altri special item:	188	245	641	181	21	53	27	142		1.498	(27)		(27)	1.471
- svalutazioni	190	154	488	160	35		(9)	4		1.022	9		9	1.031
- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)		10		4	(1)	(4)	(7)		(61)	4		4	(57)
- accantonamenti a fondo rischi		77	8			(6)		9		88				88
- oneri ambientali			34	1			10	141		186	(10)		(10)	176
- oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	(6)		(6)	203
- componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)					15				15
- differenze e derivati su cambi	(2)	(82)	(4)	3						(85)				(85)
- altro	18	17	27			51	24	(13)		124	(24)		(24)	100
Special item dell'utile operativo	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	(27)		(27)	1.540
Utile operativo adjusted	16.075	(247)	(539)	(273)	1.443	(266)	2.111	(226)	(189)	17.889	(2.111)	1.452	(659)	17.230
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(231)	43				(876)	19	5		(1.040)	(19)		(19)	(1.059)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	624	363	99		95	1	44	(3)		1.223	(44)		(44)	1.179
Imposte sul reddito ^(b)	(9.603)	93	176	67	(440)	388	(918)	(1)	78	(10.160)	918	(195)	723	(9.437)
Tax rate (%)	58,3		28,6		42,2			56,2				54,4
Utile netto adjusted	6.865	252	(264)	(206)	1.098	(753)	1.256	(225)	(111)	7.912	(1.256)	1.257	1	7.913
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										943			32	975
- azionisti Eni										6.969			(31)	6.938
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.860			42	6.902
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(724)				(724)
Esclusione special item										833			(73)	760
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										764			(73)	691
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.969			(31)	6.938

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2010

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
(€ milioni)														
Utile operativo	13.866	896	149	(86)	1.302	(361)	2.000	(1.384)	(271)	16.111	(2.000)	1.371	(629)	15.482
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)						(881)				(881)
Esclusione special item:														
di cui:														
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24					(246)				(246)
Altri special item:	32	759	329	95		96	46	1.179		2.536	(46)		(46)	2.490
- svalutazioni	127	426	76	52	3		10	8		702	(10)		(10)	692
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)		(16)		5		4			(248)	(4)		(4)	(252)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			8		7		95				95
- oneri ambientali	30	16	169				9	1.145		1.369	(9)		(9)	1.360
- oneri per incentivazione all'esodo	97	52	113	26	14	88	23	10		423	(23)		(23)	400
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)					(2)				(2)
- differenze e derivati su cambi	14	195	(10)	17						216				216
- altro	5	(38)	5					9		(19)				(19)
Special item dell'utile operativo	32	489	329	95	24	96	46	1.179		2.290	(46)		(46)	2.244
Utile operativo adjusted	13.898	1.268	(181)	(96)	1.326	(265)	2.046	(205)	(271)	17.520	(2.046)	1.371	(675)	16.845
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(205)	34			33	(783)	22	(9)		(908)	(22)		(22)	(930)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	274	362	92	1	10		44	(2)		781	(44)		(44)	737
Imposte sul reddito ^(b)	(8.358)	(397)	33	22	(375)	181	(667)		102	(9.459)	667	(78)	589	(8.870)
Tax rate (%)	59,8	23,9	..		27,4		31,6			54,4				53,3
Utile netto adjusted	5.609	1.267	(56)	(73)	994	(867)	1.445	(216)	(169)	7.934	(1.445)	1.293	(152)	7.782
di competenza:														
- interessenze di terzi										1.065			(53)	1.012
- azionisti Eni										6.869			(99)	6.770
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.318			(66)	6.252
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(610)				(610)
Esclusione special item										1.161			(33)	1.128
- oneri (proventi) non ricorrenti										(246)				(246)
- altri special item										1.407			(33)	1.374
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.869			(99)	6.770

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item (include le discontinued operations)

2010	(€ milioni)	2011	2012
(246)	Oneri (proventi) non ricorrenti	69	
(246)	di cui: sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre	69	
2.536	Altri special item	1.498	4.795
702	- svalutazioni	1.022	4.029
(248)	- plusvalenze su cessione di asset	(61)	(570)
95	- accantonamenti a fondo rischi	88	945
1.369	- oneri ambientali	186	134
423	- oneri per incentivazione all'esodo	209	66
(2)	- componente valutativa dei derivati su commodity	15	(1)
216	- differenze e derivati su cambi	(85)	(79)
(19)	- altro	124	271
2.290	Special item dell'utile operativo	1.567	4.795
(181)	Oneri (proventi) finanziari	89	202
	di cui:		
(216)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	85	79
(324)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(883)	(5.408)
	di cui:		
(332)	plusvalenze da cessione	(1.118)	(2.354)
	di cui: trasporto internazionale	(1.044)	
	Galp		(311)
	Snam		(2.019)
	plusvalenze da rivalutazione di partecipazioni		(3.151)
	di cui: Galp		(1.700)
	Snam		(1.451)
28	svalutazioni di partecipazioni	191	156
(624)	Imposte sul reddito	60	(31)
	di cui:		
	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane		803
	- adeguamento fiscalità differite su PSA	552	
29	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	29	147
(653)	- fiscalità su special item	(521)	(981)
1.161	Totale special item dell'utile netto	833	(442)

Dettaglio delle svalutazioni

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
258	Svalutazione asset materiali/immateriali	893	2.679	1.786
430	Svalutazione goodwill	152	1.347	1.195
	Rivalutazioni	(15)	(3)	12
688	Sub totale	1.030	4.023	2.993
4	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	1	6	5
692	Totale svalutazioni	1.031	4.029	2.998

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 2011	31 dicembre 2012	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	73.578	63.466	(10.112)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.538	105
Attività immateriali	10.950	4.487	(6.463)
Partecipazioni	6.242	9.350	3.108
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.740	1.457	(283)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.576)	(1.142)	434
	93.367	80.156	(13.211)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.575	8.496	921
Crediti commerciali	17.709	19.966	2.257
Debiti commerciali	(13.436)	(14.993)	(1.557)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.503)	(3.318)	185
Fondi per rischi e oneri	(12.735)	(13.603)	(868)
Altre attività (passività) d'esercizio	281	2.347	2.066
	(4.109)	(1.105)	3.004
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.039)	(982)	57
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	206	155	(51)
CAPITALE INVESTITO NETTO	88.425	78.224	(10.201)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.472	59.199	3.727
Interessenze di terzi	4.921	3.514	(1.407)
Patrimonio netto	60.393	62.713	2.320
Indebitamento finanziario netto	28.032	15.511	(12.521)
COPERTURE	88.425	78.224	(10.201)

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

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2011 (cambio EUR/USD 1,319 al 31 dicembre 2012, contro 1,294 al 31 dicembre 2011, +2%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2012, una riduzione del capitale investito netto di €709 milioni, del patrimonio netto di €717 milioni e l'incremento dell'indebitamento finanziario netto di €8 milioni.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012 ammonta a €78.224 milioni con una riduzione di €10.201 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto del deconsolidamento degli asset di Snam e delle sue controllate a seguito della perdita di controllo nell'ambito della transazione con Cassa Depositi e Prestiti.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (€80.156 milioni) è diminuito di

€13.211 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto, oltre che del citato deconsolidamento di Snam, degli ammortamenti e svalutazioni di €13.561 milioni, parzialmente compensati dagli investimenti tecnici dell'esercizio (€12.761 milioni).

La voce Partecipazioni, in aumento di €3.108 milioni, accoglie le azioni di Snam e Galp che residuano dopo la cessione rispettivamente del controllo e del collegamento e che sono classificate tra i titoli disponibili per la vendita con valore di iscrizione iniziale pari ai prezzi correnti di borsa alle rispettive transaction date e adeguamento ai prezzi di borsa a fine esercizio al netto di eventuali cessioni. Il pacchetto azionario residuo in Snam pari al 20,2% del capitale votante è iscritto al valore finale di €2.408 milioni, sostanzialmente invariato rispetto alla rilevazione iniziale. Le azioni Galp residue a fine periodo pari al 24,34% del capitale sociale dell'entità sono iscritte al valore di €2.374 milioni che tiene conto della rivalutazione del patrimonio netto di Galp per l'operazione

Petrogal di €835 milioni, dell'adeguamento al prezzo di borsa alla perdita di collegamento pari a €865 milioni e del successivo adeguamento al prezzo di borsa di fine periodo pari a €198 milioni, al netto delle quote cedute per €652 milioni (il 5% al socio Amorim BV e il 4% nell'ambito di un collocamento con investitori istituzionali). I debiti netti per attività di investimento/disinvestimento sono diminuiti per effetto della rilevazione del credito relativo alla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas il cui valore residuo a fine periodo ammonta a €212 milioni a seguito del rimborso delle rate dovute in base al piano definito nell'accordo.

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-€1.105 milioni) è aumentato di €3.004 milioni per effetto:

- dell'incremento della voce Altre attività d'esercizio nette di €2.066 milioni in relazione a: (i) deconsolidamento di Snam; (ii) pagamento del debito verso i fornitori di gas in essere al 31 dicembre 2011 e di parte dei debiti maturati nel 2012 (circa

€500 milioni) relativi all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto;

- dell'incremento delle rimanenze (+€921 milioni) in particolare i lavori in corso su ordinazione;
- dell'aumento di €700 milioni del saldo crediti/debiti commerciali in particolare nel settore Gas & Power.

Questi fenomeni sono stati parzialmente compensati dall'incremento del fondo per rischi e oneri a seguito principalmente dell'accantonamento a fronte della revisione prezzi dei contratti gas e altre revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€155 milioni) riguardano essenzialmente asset non strategici della Divisione Exploration & Production e la partecipazione Super Octanos della Divisione Refining & Marketing.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il “leverage” misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l’indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado

di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell’industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	29.597	24.463	(5.134)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.495	5.184	(1.311)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.102	19.279	(3.823)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.500)	(7.765)	(6.265)
Titoli non strumentali all’attività operativa	(37)	(34)	3
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(28)	(1.153)	(1.125)
Indebitamento finanziario netto	28.032	15.511	(12.521)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	60.393	62.713	2.320
Leverage	0,46	0,25	(0,21)

L’indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2012 è pari a €15.511 milioni con una riduzione di €12.521 milioni rispetto al 2011 principalmente per effetto della cessione di circa il 30% di Snam a Cassa Depositi e Prestiti per il corrispettivo di €3.517 milioni e, a seguito della perdita del controllo, del deconsolidamento del debito finanziario di Snam pari a €12.448 milioni. Alla data della perdita del controllo Snam aveva rimborsato la maggior parte dei finanziamenti intercompany.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €24.463 milioni, di cui €5.184 milioni a breve termine (comprensivi delle quote

in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €2.961 milioni) e €19.279 milioni a lungo termine.

I **crediti finanziari non strumentali all’attività operativa** di €1.153 milioni includono il credito vantato da Eni nei confronti di Cassa Depositi e Prestiti relativo all’ammontare della terza tranche della transazione Snam (€879 milioni) che è stato incassato a febbraio 2013.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari a 0,25 (0,46 al 31 dicembre 2011).

Prospetto dell’utile complessivo

2010	(€ milioni)	2011	2012
7.383	Utile netto	7.803	8.673
	Altre componenti dell’utile complessivo:		
2.169	<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall’euro</i>	1.031	(717)
	<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Galp</i>		133
	<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Snam</i>		8
443	<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	352	(102)
(9)	<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(6)	16
(10)	<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell’utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(13)	7
(175)	<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell’utile complessivo</i>	(128)	32
2.418		1.236	(623)
9.801	Totale utile complessivo	9.039	8.050
	di competenza:		
8.699	- azionisti Eni	8.097	7.183
1.102	- interessenze di terzi	942	867

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		60.393
Utile complessivo dell'esercizio	8.050	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.840)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(686)	
Effetto cessione Snam sulle interessenze di terzi	(1.602)	
Plusvalenza cessione Snam	371	
Cessione azioni proprie Saipem	29	
Diritti decaduti stock option	(7)	
Acquisto quote Altagaz SA e Tigáz Zrt	(7)	
Altre variazioni	12	
Totale variazioni		2.320
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012		62.713
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		59.199
- interessenze di terzi		3.514

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€62.713 milioni) è aumentato di €2.320 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo dell'esercizio (€8.050 milioni) dato principalmente dall'utile di conto economico di €8.673 milioni, dal provento da rivalutazione delle partecipazioni Galp e Snam al prezzo di borsa a fine periodo (+€133 milioni e +€8 milioni, rispettivamente) rilevate tra le componenti dell'utile complessivo poiché classificate come attività finanziarie disponibili per la vendita, con esclusione delle quote di tali partecipazioni a servizio dei prestiti convertibili emessi per le quali il management ha attivato la rilevazione a conto economico in applicazione della fair value option prevista dai

principi contabili di riferimento. Le differenze cambio relative alla conversione dei patrimoni netti in valuta sono state negative per €717 milioni. Il total equity è aumentato per effetto della cessione di una quota di minoranza di Snam pari al 5% prima della perdita del controllo comportando un aumento del patrimonio di competenza Eni pari alla differenza tra il prezzo incassato e il valore di iscrizione nel bilancio consolidato Eni (€371 milioni). Tali variazioni in aumento sono state parzialmente compensate dalla riduzione per distribuzione dividendi da parte Eni e delle controllate quotate (per complessivi €4.526 milioni) e dell'effetto del deconsolidamento di Snam sulle interessenze di terzi (€1.602 milioni).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2011	2012	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.213	9.078	35.255	40.577
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.972	258	24.355	21.663
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(320)	(2.683)	4.400	1.503
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(248)	1.222	(673)	739
- eliminazione di utili infragruppo	115	638	(4.291)	(2.652)
- imposte sul reddito differite e anticipate	71	160	1.337	873
- altre rettifiche			10	10
	7.803	8.673	60.393	62.713
Interessenza di terzi	(943)	(885)	(4.921)	(3.514)
Come da bilancio consolidato	6.860	7.788	55.472	59.199

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)

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
7.264	Utile netto - continuing operations	7.877	4.941	(2.936)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
8.521	- ammortamenti e altri componenti non monetari	8.606	11.354	2.748
(558)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.176)	(875)	301
8.829	- dividendi, interessi e imposte	9.918	11.923	2.005
(1.158)	Variazione del capitale di esercizio	(1.696)	(3.373)	(1.677)
(8.758)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(9.766)	(11.614)	(1.848)
14.140	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.763	12.356	(1.407)
554	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	619	15	(604)
14.694	Flusso di cassa netto da attività operativa	14.382	12.371	(2.011)
(12.450)	Investimenti tecnici - continuing operations	(11.909)	(12.761)	(852)
(1.420)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(1.529)	(756)	773
(13.870)	Investimenti tecnici	(13.438)	(13.517)	(79)
(410)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(360)	(569)	(209)
1.113	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.912	6.014	4.102
228	Altre variazioni relative all'attività di investimento	627	(136)	(763)
1.755	Free cash flow	3.123	4.163	1.040
(26)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	41	(83)	(124)
2.272	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.104	5.947	4.843
(4.099)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.327)	(3.746)	581
39	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	10	(16)	(26)
(59)	FLUSSO DI CASSA NETTO	(49)	6.265	6.314

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
1.755	Free cash flow	3.123	4.163	1.040
(33)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	(2)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(192)	12.446	12.638
(687)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(517)	(340)	177
(4.099)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.327)	(3.746)	581
(3.064)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.913)	12.521	14.434

(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 i flussi di cassa di certe attività finanziarie non strumentali all'attività operativa (titoli, depositi vincolati) che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
	Investimenti:			
(50)	- titoli	(21)		21
(13)	- crediti finanziari	(26)	(1.131)	(1.105)
(63)		(47)	(1.131)	(1.084)
	Disinvestimenti:			
5	- titoli	71	4	(67)
32	- crediti finanziari	17	1.044	1.027
37		88	1.048	960
(26)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	41	(83)	(124)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations** è stato di €12.356 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €6.014 milioni hanno sostanzialmente coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€12.761 milioni) e finanziari (€569 milioni), relativi all'acquisizione di Nuon in Belgio e investimenti tramite joint venture, e al pagamento dei dividendi di €4.379 milioni (di cui €1.956 milioni relativi all'acconto dividendo 2012 e €1.884 milioni al saldo dividendo 2011 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam e Saipem). Gli incassi da dismissione han-

no riguardato la cessione della quota del 30% meno un'azione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti (€3.517 milioni), due tranches della partecipazione Galp (complessivi €963 milioni di cui il 5% al socio Amorim BV e il 4% tramite collocamento con investitori istituzionali), l'interessenza del 10% nel giacimento di Karachaganak (circa €500 milioni) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production (€695 milioni). L'incasso relativo alla cessione di una quota di minoranza del 5% del capitale sociale di Snam prima della perdita del controllo (€612 milioni) è stato rilevato a beneficio del flusso di cassa del capitale proprio.

Investimenti tecnici

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
9.690	Exploration & Production	9.435	10.307	872	9,2
	- acquisto di riserve proved e unproved	754	43		
1.012	- ricerca esplorativa	1.210	1.850		
8.578	- sviluppo	7.357	8.304		
100	- altro	114	110		
265	Gas & Power	192	225	33	17,2
248	- mercato	184	212		
17	- trasporto internazionale	8	13		
711	Refining & Marketing	866	842	(24)	(2,8)
446	- raffinazione, supply e logistica	629	622		
246	- marketing	228	220		
19	- altre attività	9			
251	Chimica	216	172	(44)	(20,4)
1.552	Ingegneria & Costruzioni	1.090	1.011	(79)	(7,2)
22	Altre attività	10	14	4	..
109	Corporate e società finanziarie	128	152	24	18,8
(150)	Effetto eliminazione utili interni	(28)	38	66	
12.450	Investimenti tecnici - continuing operations	11.909	12.761	852	7,2
1.420	Investimenti tecnici - discontinued operations	1.529	756	(773)	(50,6)
13.870	Investimenti tecnici	13.438	13.517	79	0,6

Nel 2012, gli **investimenti tecnici delle continuing operations** di €12.761 milioni hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Italia, Kazakistan, Angola ed Algeria, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Liberia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Angola e Australia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€1.011 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€622 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione e il rebranding della rete di di-

- distribuzione di prodotti petroliferi (€220 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni).

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (€3.746 milioni) ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3.840 milioni, di cui €1.956 milioni relativi all'acconto dividendo 2012) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam, Saipem e altre minority (€539 milioni), nonché l'incasso relativo alla cessione di una quota di minoranza del 5% del capitale sociale di Snam ante perdita del controllo (€612 milioni) rilevato a beneficio del flusso di cassa del capitale proprio.

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto e al lordo delle partite intercompany, riferite per il 2012 fino alla data di perdita del controllo (convenzionalmente fissata al 1° ottobre 2012).

Snam - risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)	2011	2012
Totale ricavi	1.906	1.886
Costi operativi	(1.274)	(998)
Utile operativo	632	888
Oneri/proventi finanziari	17	(51)
Utile prima delle plusvalenze	697	875
Plusvalenza da cessione		2.019
Plusvalenza da rivalutazione		1.451
Utile ante imposte	697	4.345
Imposte sul reddito	(771)	(568)
Imposte sulle plusvalenze		(45)
Utile netto	(74)	3.732
di cui:		
- azionisti Eni	(42)	3.590
- interessenze di terzi	(32)	142
Utile netto per azione	-	0,99
Indebitamento finanziario netto	-	11.416
Flusso di cassa da attività operativa	619	15
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.516)	(1.004)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(356)	11.172
Investimenti tecnici	1.529	756

Snam - risultati transazioni con parti terze e gruppo

(€ milioni)	2011	2012
Totale ricavi	3.662	2.754
Costi operativi	(1.578)	(1.078)
Utile operativo	2.084	1.676
Oneri/proventi finanziari	(497)	(376)
Utile prima delle plusvalenze	1.635	1.338
Plusvalenza da cessione		2.019
Plusvalenza da rivalutazione		1.451
Utile ante imposte	1.635	4.808
Imposte sul reddito	(771)	(568)
Imposte sulle plusvalenze		(45)
Utile netto	864	4.196
di cui:		
- azionisti Eni	479	3.839
- interessenze di terzi	385	356
Utile netto per azione	0,13	1,06
Indebitamento finanziario netto	11.197	12.448
Flusso di cassa da attività operativa	1.572	412
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.655)	(1.070)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	18	663
Investimenti tecnici	1.529	756

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

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2011		31 dicembre 2012	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			73.578		63.466
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.433		2.538
Attività immateriali			10.950		4.487
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.242		9.350
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 18)		1.740		1.457
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.576)		(1.142)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 9)	169		209	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 20)	535		752	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(2.280)		(2.103)	
Totale Capitale immobilizzato			93.367		80.156
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			7.575		8.496
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		17.709		19.966
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(13.436)		(14.993)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.503)		(3.318)
- passività per imposte sul reddito correnti		(2.092)		(1.622)	
- passività per altre imposte correnti		(1.896)		(2.162)	
- passività per imposte differite		(7.120)		(6.740)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 30)			(1)	
- attività per imposte sul reddito correnti		549		771	
- attività per altre imposte correnti		1.388		1.230	
- attività per imposte anticipate		5.514		4.913	
- altre attività per imposte	(vedi nota 20)	154		293	
Fondi per rischi e oneri			(12.735)		(13.603)
Altre attività (passività), composte da:			281		2.347
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	225		201	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	468		440	
- altri crediti	(vedi nota 9)	6.059		6.625	
- altre attività (correnti)		2.326		1.624	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 20)	3.536		3.355	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(7.196)		(6.485)	
- altre passività (correnti)		(2.237)		(1.437)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 30)	(2.900)		(1.976)	
Totale Capitale di esercizio netto			(4.109)		(1.105)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.039)		(982)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			206		155
composte da:					
- attività destinate alla vendita		230		516	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(24)		(361)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			88.425		78.224
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			60.393		62.713
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			29.597		24.463
- passività finanziarie a lungo termine		23.102		19.279	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.036		2.961	
- passività finanziarie a breve termine		4.459		2.223	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.500)		(7.765)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)		(37)		(34)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)		(28)		(1.153)
Totale Indebitamento finanziario netto ^(a)			28.032		15.511
COPERTURE			88.425		78.224

[a] Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 26 al Bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2011		2012	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto del periodo - continuing operations		7.877		4.941
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		8.606		11.354
- ammortamenti	7.755		9.538	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.030		4.023	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(500)		(278)	
- altre variazioni	331		(1.945)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(10)		16	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(1.176)		(875)
Dividendi, interessi e imposte		9.918		11.923
- dividendi	(659)		(431)	
- interessi attivi	(99)		(108)	
- interessi passivi	773		803	
- imposte sul reddito	9.903		11.659	
Variazione del capitale di esercizio		(1.696)		(3.373)
- rimanenze	(1.400)		(1.395)	
- crediti commerciali	218		(3.184)	
- debiti commerciali	34		2.029	
- fondi per rischi e oneri	109		338	
- altre attività e passività	(657)		(1.161)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(9.766)		(11.614)
- dividendi incassati	955		988	
- interessi incassati	99		91	
- interessi pagati	(927)		(825)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.893)		(11.868)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		13.763		12.356
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		619		15
Totale flusso di cassa		14.382		12.371
Investimenti tecnici		(13.438)		(13.517)
- attività materiali	(11.658)		(11.222)	
- attività immateriali	(1.780)		(2.295)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(360)		(569)
- partecipazioni	(245)		(391)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(115)		(178)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		1.912		6.014
- attività materiali	154		1.229	
- attività immateriali	41		61	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	1.006		3.521	
- partecipazioni	711		1.203	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		627		(136)
- investimenti finanziari: titoli	(62)		(17)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(715)		(1.634)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	379		54	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	47		1.131	
- disinvestimenti finanziari: titoli	128		52	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	695		1.578	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	243		(252)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(88)		(1.048)	
Free cash flow		3.123		4.163

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

[€ milioni]	2011		2012	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale				
Free cash flow		3.123		4.163
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		41		(83)
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(47)		(1.131)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	88		1.048	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.104		5.947
- assunzione debiti finanziari non correnti	4.474		10.484	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(889)		(3.784)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.481)		(753)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.327)		(3.746)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	26			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)		(3.840)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(552)		(539)	
- cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(126)		604	
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	17		29	
- cessione (acquisto) di azioni proprie	3			
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		17		(12)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)		(4)
Flusso di cassa netto del periodo		(49)		6.265

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Operazioni straordinarie

Nel 2012 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA, Toscana Energia Clienti SpA; l'efficacia degli atti di fusione è avvenuta a decorrere dal 1° novembre 2012. Gli effetti contabili e fiscali delle operazioni decorrono dal 1° gennaio 2012¹;
- cessione del ramo d'azienda "Gestione amministrativa credito retail Gas & Power" a Eni Adfin SpA. L'atto di cessione è stato stipulato in data 20 dicembre 2011, con efficacia dal 1° gennaio 2012;
- cessione del ramo d'azienda "Coordinamento Servizi Amministrativi" da Toscana Energia Clienti SpA (fusa per incorporazione in Eni SpA) a Eni Adfin SpA. L'atto di cessione è stato stipulato in data 29 maggio 2012, con efficacia dal 1° giugno 2012;
- acquisizione del ramo d'azienda costituito da 8 punti vendita da

Eni Rete oil&nonoil SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 3 agosto 2012, con efficacia dal 1° settembre 2012;

- cessione di ramo d'azienda a Petra SpA costituito da un'area sita nel Comune di Ravenna e costituita da terreno, serbatoi e oleodotti. L'atto di cessione è stato stipulato in data 30 maggio 2012, con efficacia dal giorno stesso della sottoscrizione.

In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i proventi da rivalutazione e da cessione relativi alla partecipazione nella Snam SpA e i dividendi percepiti dalla stessa sono stati rappresentati nel 2012 come "discontinued operations" in relazione alla cessione del controllo così come previsto dalla Legge n. 27/2012 sulle liberalizzazioni. Gli esercizi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

Conto economico

2010	(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012	Var. ass. vs Riesposto
35.251	Ricavi della gestione caratteristica	45.492	45.603	51.197	5.594
273	Altri ricavi e proventi	278	283	267	(16)
(34.168)	Costi operativi	(44.902)	(45.016)	(51.219)	(6.203)
270	di cui (oneri) proventi non ricorrenti				
4	Altri proventi e oneri operativi	115	115	(173)	(288)
(923)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.277)	(1.278)	(1.126)	152
437	Utile operativo	(294)	(293)	(1.054)	(761)
(122)	Proventi (oneri) finanziari netti	(256)	(255)	(711)	(456)
5.511	Proventi netti su partecipazioni	4.339	4.338	8.666	4.328
(24)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti				
5.826	Utile prima delle imposte	3.789	3.790	6.901	3.111
(71)	Imposte sul reddito	(17)	(19)	(694)	(675)
5.755	Utile netto del periodo - continuing operations	3.772	3.771	6.207	2.436
424	Utile netto del periodo - discontinued operations	441	441	2.871	2.430
6.179	Utile netto	4.213	4.212	9.078	4.866

Utile netto

Nel 2012 l'utile netto di €9.078 milioni è relativo a continuing operations per €6.207 milioni e a discontinued operations per €2.871 milioni. L'utile netto delle continuing operations è aumentato di €2.436 milioni per effetto essenzialmente dei maggiori proventi netti su partecipazioni, relativi: (i) alla cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA alla Società Ionica SpA interamente controllata; (ii) alla cessione del 9% del capitale di Galp Energia SGPS SA che ha determinato il venir meno del rapporto di collegamento con la conseguente rivalutazione della partecipazione residua al valore di

mercato della data del 20 luglio; (iii) ai maggiori dividendi percepiti. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla flessione del risultato operativo essenzialmente dovuto alla Divisione Gas & Power e alla Divisione Refining & Marketing e dalle maggiori imposte sul reddito. Le discontinued operations di €2.871 milioni riguardano essenzialmente la plusvalenza sulla cessione della quota di controllo di Snam SpA a Cassa Depositi e Prestiti (CDP) e la rivalutazione ai valori di mercato rilevata alla data di cessione del controllo avvenuta il 15 ottobre 2012.

(1) Al fine di consentire il raffronto con l'esercizio precedente e in applicazione dell'OPI 2, sono stati riesposti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale e di conto economico 2011 che assumono l'efficacia delle incorporazioni al 1° gennaio 2011; conseguentemente sono stati eliminati i rapporti tra Eni SpA e le società e tra le società stesse. Per effetto dell'operazione sopra descritta e in coerenza con le attività svolte dalla Società, nella segment information gli elementi patrimoniali ed economici rivenienti dalla fusione di Agosta Srl sono attribuiti alla Divisione Exploration & Production, quelli rivenienti dalla fusione di Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA, Toscana Energia Clienti SpA sono attribuiti alla Divisione Gas & Power.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di segui-

to, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
2.712	Divisione Exploration & Production	3.490	3.739	249
16.781	Divisione Gas & Power	22.107	26.316	4.209
18.194	Divisione Refining & Marketing	23.364	24.720	1.356
853	Corporate	939	965	26
(3.289)	Elisioni	(4.297)	(4.543)	(246)
35.251		45.603	51.197	5.594

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (€3.739 milioni) sono aumentati di €249 milioni, pari al 7,1%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (7,5%) e dell'aumento del prezzo di vendita del gas naturale (3,6%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 5,4%, equivalente a 2,8 milioni di boe, connesso all'entrata in produzione di nuovi impianti in Val d'Agri e nell'offshore adriatico; (iii) dei maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere.

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (€26.316 milioni) sono aumentati di €4.209 milioni, pari al 19%, per effetto essenzialmente dell'andamento dei parametri energetici di riferimento dei prezzi di vendita del gas e del cambio euro/dollaro e dei maggiori

volumi di gas venduti all'estero grazie anche all'integrazione del portafoglio Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV).

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (€24.720 milioni) sono aumentati di €1.356 milioni, pari al 5,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro; (ii) dell'aumento dei prezzi di vendita in dollari dei prodotti petroliferi. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei volumi di vendita dei prodotti.

I **ricavi** della Corporate (€965 milioni) aumentano di €26 milioni, pari al 2,8% a seguito essenzialmente dei maggiori addebiti alle Divisioni e alle società del Gruppo in relazione ai maggiori servizi resi.

Utile operativo

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
818	Divisione Exploration & Production	1.579	1.742	163
222	Divisione Gas & Power	(999)	(1.664)	(665)
(35)	Divisione Refining & Marketing	(355)	(894)	(539)
(544)	Corporate	(465)	(383)	82
(24)	Eliminazione utili interni ^(a)	(53)	145	198
437	Utile operativo	(293)	(1.054)	(761)
(684)	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	(930)	(145)	785
(247)	Utile operativo a valori correnti	(1.223)	(1.199)	24

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Divisione Exploration & Production

L'**utile operativo** della Divisione Exploration & Production (€1.742 milioni) è aumentato di €163 milioni, pari al 10,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (7,5%) e del gas naturale (3,6%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti; (iii) dei minori oneri

operativi sui derivati relativi alle operazioni di copertura in ottica Gruppo terminate a dicembre 2011; (iv) dell'aumento dei ricavi per prestazioni di servizi alle consociate; (v) della diminuzione del costo lavoro. Tali aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento degli ammortamenti e svalutazioni; (ii) dall'aumento dei costi di esercizio.

Divisione Gas & Power

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
222	Utile (perdita) operativa	(999)	(1.664)	(665)
(95)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(144)	52	196
127	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(1.143)	(1.612)	(469)
(270)	di cui oneri (proventi) non ricorrenti			

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Gas & Power (€1.612 milioni) è aumentata di €469 milioni, pari al 41%, a seguito essenzialmente: (i) dello scenario energetico economico sfavorevole; (ii) della pressione competitiva che ha compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita; (iii)

dell'onere netto di alcune price revision relative a contratti di approvvigionamento gas prevalentemente relative a volumi non di competenza dell'esercizio. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dal migliorato mix di approvvigionamento a seguito della piena ripresa delle forniture libiche.

Divisione Refining & Marketing

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
(35)	Utile (perdita) operativa	(355)	(894)	(539)
(610)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(852)	(33)	819
(645)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(1.207)	(927)	280

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (€927 milioni) è diminuita di €280 milioni a seguito essenzialmente: (i) delle minori svalutazioni di asset; (ii) delle azioni di efficienza e ottimizzazione in area raffinazione; (iii) dei minori costi per esodi agevolati. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal peggioramento del risultato del business rete determinato dalla campagna "riparti con eni" e dalla contrazione dei consumi.

Corporate

La **perdita operativa** di Corporate (€383 milioni) è diminuita di €82 milioni, pari al 17,6%, essenzialmente a seguito dei minori accantonamenti netti per oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA.

Imposte sul reddito

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
Imposte correnti				
(62)	IRES	(77)	77	154
(54)	IRAP	(50)	(17)	33
(240)	Addizionale Legge 133/08	(170)	(250)	(80)
(356)		(297)	(190)	107
1	Imposta sostitutiva Legge 133/08			
22	Imposte differite	19	(6)	(25)
262	Imposte anticipate	259	368	109
	Svalutazione imposte anticipate		(866)	(866)
285		278	(504)	(782)
(71)		(19)	(694)	(675)

Le **imposte sul reddito** di €694 milioni sono aumentate di €675 milioni a seguito essenzialmente: (i) della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi (€866 milioni); (ii) dell'adeguamento della fiscalità anticipata e differita relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€184 milioni); (iii) del maggior ammontare delle plusvalenze su partecipazioni che hanno concorso alla formazione del reddito imponibile (€122 milioni); (iv) del maggior importo dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 di competenza dell'esercizio (€80 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal minor risultato operativo (€318 milioni); (ii) dal minor risultato della gestione finanziaria netta (€173 milioni).

Lo stanziamento di imposte differite di €6 milioni è relativo essenzialmente alla rivalutazione di partecipazioni di cui è prevista la vendita. Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla quota indeducibile di ammortamento degli oneri di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari capitalizzati sui cespiti (€13 milioni); (ii) dal rigiro di imposte differite relative alle differenze attive di cambio non realizzate al 31 dicembre 2011 al netto dei relativi stanziamenti (€12 milioni).

Lo stanziamento di imposte anticipate di €368 milioni è essenzialmente relativo: (i) alla perdita fiscale ai fini IRES stimata per l'esercizio 2012 di Eni SpA e le società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete una remunerazione di tale perdita (€224 milioni); (ii) all'accantonamento di fondi rischi al netto dei

relativi utilizzi (€193 milioni); (iii) agli ammortamenti effettuati in eccesso rispetto ai limiti di deducibilità fiscale e alle svalutazioni di cespiti al netto dei relativi rigiri (€100 milioni); (iv) agli interessi passivi indeducibili ai soli effetti dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 (€54 milioni) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'adeguamento della fiscalità anticipata effettuato per tener conto delle modifiche dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 previste negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€168 milioni); (ii) dal rigiro di imposte anticipate relative alle differenze passive di cambio non realizzate al 31 dicembre 2011 al netto dei relativi stanziamenti (€28 milioni).

La differenza tra il tax rate effettivo (10,06%) e teorico (37,93%), pari al 27,87%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 33,72%); (ii) alla quota non imponibile dei proventi su partecipazioni (30,97%). Tali effetti sono stati compensati: (i) dalla svalutazione di partecipazioni e dagli accantonamenti al fondo copertura perdite non deducibili, al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (17,35%); (ii) dalla svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi e dall'effetto di adeguamento delle imposte differite attive e passive dovuto alle modifiche attese dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 (14,93%); (iii) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 3,64%).

Discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations, al netto dell'effetto fiscale, di Eni SpA:

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
432	Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Dividendi	450	331	(119)
	Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Plusvalenze da cessione		1.638	1.638
	Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Proventi da valutazione al fair value		964	964
(8)	Imposte sul reddito	(9)	(62)	(53)
424	Totale	441	2.871	2.430

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €1.399 milioni. Il corrispettivo totale di €3.517 milioni è stato incassato per €2.638 milioni entro la data di bilancio; il saldo pari a circa €879 milioni è stato incassato il 28 febbraio 2013. L'operazione attua le disposizioni della Legge n. 27/2012 sulle "liberalizzazioni" che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni (cd. "ownership unbundling"; ex D.Lgs. n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") a garanzia della piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia. Inoltre, il DPCM ha stabilito la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di "accelerated bookbuilding" rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri al prezzo unitario di €3,43 che ha comportato la rilevazione di una plusvalenza di conto economico di ulteriori €239 milioni. La partecipazione residua in Snam successiva

alla data di perdita del controllo è pari al 20,23% del capitale sociale dell'entità. Tale partecipazione è stata classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è stata valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa corrente del 15 ottobre di €3,5 per azione che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €964 milioni. Il successivo adeguamento di fair value è stato rilevato a patrimonio netto coerentemente con la classificazione della partecipazione come "disponibile per la vendita", al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€8 milioni), con l'eccezione di quello relativo a n. 288.683.602 azioni al servizio del prestito obbligazionario convertibile², per la quale a seguito dell'esercizio della fair value option è stato rilevato a conto economico.

Alla data del 15 ottobre 2012, CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole. Inoltre, sia Eni, sia CDP sono soggette al comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto la vendita a CDP si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 come modificato dalla delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 e della Procedura adottata dalla Società³, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento (v. nota n. 41 "Rapporti con parti correlate" delle Note al bilancio di esercizio). Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'art. 5 del citato Regolamento Consob e dell'art. 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

[2] Per maggiori informazioni sul prestito obbligazionario convertibile, si rinvia alle Note al bilancio di esercizio.

[3] Approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni il 18 novembre 2010 e disponibile sul sito internet eni.com, nella sezione "Governance - Parti correlate".

Stato patrimoniale riclassificato⁴

(€ milioni)	31 dicembre 2011	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012	Var. ass. vs
		Riesposto		Riesposto
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	6.402	6.403	6.927	524
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.441	2.441	2.664	223
Attività immateriali	1.037	1.095	1.155	60
Partecipazioni	31.772	31.685	32.024	339
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	12.226	12.226	3.155	(9.071)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(342)	(342)	(330)	12
	53.536	53.508	45.595	(7.913)
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	2.324	2.324	2.448	124
Crediti commerciali	10.924	11.042	13.097	2.055
Debiti commerciali	(7.607)	(7.632)	(7.765)	(133)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	1.716	1.720	985	(735)
Fondi per rischi e oneri	(2.776)	(2.784)	(4.093)	(1.309)
Altre attività (passività) d'esercizio	(630)	(650)	(604)	46
	3.951	4.020	4.068	48
Fondi per benefici ai dipendenti	(285)	(287)	(277)	10
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			15	15
CAPITALE INVESTITO NETTO	57.202	57.241	49.401	(7.840)
Patrimonio netto	35.255	35.259	40.577	5.318
Indebitamento finanziario netto	21.947	21.982	8.824	(13.158)
COPERTURE	57.202	57.241	49.401	(7.840)

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€45.595 milioni) è diminuito di €7.913 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto essenzialmente del rimborso da parte del Gruppo Snam dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa per €8,4 miliardi in relazione alla cessione della quota di controllo di Snam SpA a CDP.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (€4.068 milioni) è aumentato di €48 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento di €1.922 milioni del saldo crediti/debiti commerciali riconducibile all'incremento dei volumi venduti di gas ed alla crescita dei parametri energetici di riferimento per la formulazione dei prezzi di vendita del gas; (ii) dell'aumento dei "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay"

(clausola di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzato come credito in natura sulla base delle formule di prezzo previste contrattualmente o, se minore, al valore netto di realizzo in parte compensato degli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate (circa €422 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai maggiori accantonamenti netti a fondo rischi (€824 milioni) relativi in particolare agli accantonamenti a fronte del prevedibile esito di alcuni arbitrati relativi ai prezzi di approvvigionamento del gas e altre revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto; (ii) dal decremento dei crediti/debiti tributari netti di €735 milioni relativo essenzialmente alla svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi; (iii) dall'accantonamento del fondo copertura perdita di imprese partecipate di €485 milioni relativo a Raffineria di Gela SpA.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le **attività destinate alla vendita e le passività direttamente associabili** di €15 milioni si riferiscono essenzialmente alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€12 milioni).

(4) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2011		35.255
Avanzo/Disavanzo di fusione		4
Patrimonio netto al 31 dicembre 2011 post- fusione		35.259
<i>Incremento per:</i>		
Utile netto	9.078	
Variazione fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	138	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	1	
		9.217
<i>Decremento per:</i>		
Acconto sul dividendo 2012	(1.956)	
Distribuzione saldo dividendo 2011	(1.884)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(50)	
Diritti decaduti stock option	(7)	
Operazioni straordinarie under common control	(2)	
		(3.899)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2012		40.577

Indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.878	24.289	(4.589)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	<i>7.862</i>	<i>7.455</i>	<i>(407)</i>
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	<i>21.016</i>	<i>16.834</i>	<i>(4.182)</i>
Disponibilità liquide ed equivalenti	(356)	(6.400)	(6.044)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6.540)	(9.065)	(2.525)
Indebitamento finanziario netto	21.982	8.824	(13.158)

Il decremento dell'indebitamento finanziario netto di €13.158 milioni è dovuto essenzialmente: (i) alle dismissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€8.579 milioni), in particolare in Snam SpA, Eni East Africa SpA e Galp Energia SGPS SA; (ii) al rimborso dei crediti finanziari strumentali da parte del Gruppo Snam (€8.412 milioni); (iii) al flusso di cassa netto dell'attività operativa (€4.557 milioni). Tali fattori sono stati in parte assorbiti: (i) da-

gli investimenti netti in partecipazioni (€3.462 milioni), per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (ii) dal pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2011 di €0,52 per azione (€1.884 milioni); (iii) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione (€1.956 milioni); (iv) dagli investimenti relativi ad attività materiali e immateriali (€1.459 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato⁵

(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
Utile netto - continuing operations	3.772	6.207	2.435
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.232	2.825	593
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(53)	(3.920)	(3.867)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(4.881)	(5.322)	(441)
Variazione del capitale di esercizio	(993)	(1.411)	(418)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	3.955	5.847	1.892
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	4.032	4.226	194
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	450	331	(119)
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.482	4.557	75
Investimenti tecnici	(1.477)	(1.459)	18
Investimenti in partecipazioni	(1.588)	(3.462)	(1.874)
Disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	97	9.068	8.971
Dismissioni	68	8.579	8.511
Altre variazioni relative all'attività di investimento	158	(25)	(183)
Free cash flow	1.740	17.258	15.518
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(2.012)	(2.455)	(443)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.891	(4.920)	(8.811)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.692)	(3.839)	(147)
Differenze cambio sulle disponibilità			
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(73)	6.044	6.117
Free cash flow	1.740	17.258	15.518
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.692)	(3.839)	(147)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(290)	(296)	(6)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.242)	13.123	15.365
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO RELATIVO ALLE OPERAZIONI STRAORDINARIE		35	35
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO - POST-FUSIONE	(2.242)	13.158	15.400

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
Divisione Exploration & Production	623	592	(31)
<i>di cui ricerca esplorativa</i>	60	31	(29)
Divisione Gas & Power	40	42	2
Divisione Refining & Marketing	747	721	(26)
Corporate	67	104	37
Investimenti tecnici	1.477	1.459	(18)

[5] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati. In seguito alle fusioni sopra descritte, non si è proceduto a riesporre il rendiconto finanziario 2011 in relazione all'immaterialità degli importi.

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

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 dicembre 2011		31 dicembre 2012		
		Riesposto			
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.403		6.927
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.441		2.664
Attività immateriali			1.095		1.155
Partecipazioni			31.685		32.024
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			12.226		3.155
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 8)	1.814		371	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 17)	10.412		2.784	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(342)		(330)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 8 e nota 19)	52		43	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 23)	(394)		(373)	
Totale Capitale immobilizzato			53.508		45.595
Rimanenze			2.324		2.448
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		11.042		13.097
Debiti commerciali	(vedi nota 23)		(7.632)		(7.765)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.720		985
- passività per imposte sul reddito correnti				(81)	
- passività per altre imposte correnti		(1.236)		(1.515)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		316		314	
- attività per altre imposte correnti		435		368	
- attività per imposte anticipate		2.320		1.823	
- altre attività non correnti	(vedi nota 19)	67		152	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 8)	97		116	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 23)	(279)		(189)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 30)			(3)	
Fondi per rischi e oneri			(2.784)		(4.093)
Altre attività (passività) di esercizio:			(650)		(604)
- altri crediti	(vedi nota 8)	395		247	
- altre attività (correnti)		1.396		659	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 19)	2.880		2.911	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 23)	(1.587)		(1.348)	
- altre passività (correnti)		(1.321)		(889)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 30)	(2.413)		(2.184)	
Totale Capitale di esercizio netto			4.020		4.068
Fondi per benefici ai dipendenti			(287)		(277)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili					15
CAPITALE INVESTITO NETTO			57.241		49.401
Patrimonio netto			35.259		40.577
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		21.016		16.834	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.024		2.705	
- passività finanziarie a breve termine		5.838		4.750	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		356		6.400	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	6.540		9.065	
Totale Indebitamento finanziario netto			21.982		8.824
COPERTURE			57.241		49.401

Rendiconto finanziario riclassificato ⁽⁶⁾

(€ milioni)	2011		2012	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto - continuing operations		3.772		6.207
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		2.232		2.825
- ammortamenti	803		847	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	474		279	
- effetto valutazione partecipazioni	930		1.704	
- differenze cambio da allineamento	46		4	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(21)		(9)	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(53)		(3.920)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.881)		(5.322)
- dividendi	(5.238)		(6.446)	
- interessi attivi	(431)		(354)	
- interessi passivi	771		784	
- imposte sul reddito	17		694	
Variazione del capitale di esercizio		(993)		(1.411)
- rimanenze	(902)		(330)	
- crediti commerciali	(2.665)		(2.035)	
- debiti commerciali	2.470		121	
- fondi per rischi ed oneri	(12)		522	
- altre attività e passività	116		311	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		3.955		5.847
- dividendi incassati	5.238		6.446	
- interessi incassati	369		339	
- interessi pagati	(747)		(809)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(905)		(129)	
Flusso di cassa netto da attività operativa- continuing operations		4.032		4.226
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		450		331
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.482		4.557
Investimenti tecnici:		(1.477)		(1.459)
- immobilizzazioni materiali	(1.304)		(1.273)	
- immobilizzazioni immateriali	(173)		(186)	
Investimenti in partecipazioni		(1.588)		(3.462)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		97		9.068
- crediti finanziari strumentali	120		9.073	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(23)		(5)	
Dismissioni:		68		8.579
- immobilizzazioni materiali	17		13	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	51		8.559	
- cessione rami d'azienda			7	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		158		(25)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	158		(25)	
Free cash flow		1.740		17.258
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(2.012)		(2.455)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.012)		(2.455)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		3.891		(4.920)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	3.862		(3.757)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	29		(1.163)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.692)		(3.839)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)		(3.840)	
- cessione di azioni proprie	3		1	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti				
Flusso di cassa netto di periodo		(73)		6.044

(6) Ai fini del rendiconto finanziario non si è proceduto a riesporre i dati 2011 a seguito delle fusioni sopra descritte, data l'immaterialità degli importi.

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

I principali rischi d'impresa identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) i rischi finanziari, connessi in particolare al rischio di mercato, che deriva dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, al rischio di credito, derivante dalla possibilità di default di una controparte e al rischio liquidità, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (ii) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (iii) i rischi connessi all'evoluzione della normativa di riferimento; (iv) i rischi operativi (tra cui in particolare i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli connessi in materia HSE); (v) i rischi strategici, tra cui, in particolare, quelli relativi all'esposizione a variabili di mercato che per scelta strategica si è deciso di non gestire, all'evoluzione del contesto competitivo in particolare nel settore della commercializzazione del gas, e quelli connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

Nel 2012, Eni ha emanato la Management System Guideline "Risk Management Integrato" (RMI), con la finalità di fornire i principi di riferimento da attuare in tema di gestione integrata dei rischi, nonché di regolare ciascuna fase e attività del processo RMI, individuando i ruoli e le responsabilità dei principali attori in esso coinvolti (per ulteriori informazioni si fa rinvio al capitolo "Risk Management").

Rischi finanziari

Sono tali i rischi connessi a mercato, credito e liquidità.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Trading per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi.

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 Guida" 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, Eni Finance USA e Banque Eni, 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 e su certificati di emission trading. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International 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 di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity di natura commerciale è trasferito dalle singole unità di business (divisioni/società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati su commodity (attività di execution). 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. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti oggetto di contrattualizzazione a data futura con elevata probabilità di accadimento (cd. hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari che modificano il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici gestiti dalle business unit, con l'obiettivo di migliorare il margine economico associato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

In aggiunta, i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale, o di tipo non asset based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" 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, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, 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, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. 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 Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio 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, con riferimento all'esposizione di natura commerciale, e in termini di VaR e di Stop Loss, con riferimento all'esposizione originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da 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 proprietario), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Le tre 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 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 impatti: sul risultato economico individuale 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 Guida" 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 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 secon-

do l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (future) 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 o

energia elettrica. 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 business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2012 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (il VaR commodity viene calcolato in euro a seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011).

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

(€ milioni)	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	5,34	1,07	2,65	2,92	8,69	1,41	3,13	1,88
Tasso di cambio ^(a)	0,85	0,15	0,44	0,34	1,31	0,12	0,44	0,19

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

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

(€ milioni) ^(*)	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ^(a)	44,28	9,05	25,60	9,05	35,70	5,66	18,02	10,88
Area Gas & Power ^(b)	77,83	24,57	44,77	51,41	67,41	30,89	44,39	31,35

(*) A seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvate dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011, a partire dall'esercizio 2012 il VaR Commodity, precedentemente espresso in dollari, viene calcolato in euro. Per omogeneità di confronto, i valori del 2011 sono stati convertiti al tasso di cambio medio BCE rilevato sullo stesso periodo.

(a) I valori relativi al VaR dell'area oil, prodotti, comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizione al rischio proveniente dalla Divisione Refining & Marketing), Versalis, Eni Trading & Shipping.

(b) I valori relativi al VaR dell'area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizione al rischio proveniente dalla Divisione Gas & Power) e Tigáz.

Rischio 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, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" 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 dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisio-

ni 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. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione e la selettività delle controparti finanziarie.

Rischio 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 addizionali 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 livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni mantiene l'accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni negli spread applicati.

Le attività poste in essere al fine di conseguire gli obiettivi per il 2012 del "Piano Finanziario" hanno consentito di affrontare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. La minimizzazione del rischio di liquidità rappresenta una direttrice strategica del prossimo Piano Finanziario quadriennale.

In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi tre bond, riservati agli investitori istituzionali, per un ammontare complessivo di €1,82 miliardi, tutti a tasso fisso e con maturity media di 8 anni. A novembre, nell'ambito del processo di dismissione della partecipazione in Galp, è stato altresì emesso un bond convertibile in azioni di detta società di €1,028 miliardi a tasso fisso, con durata triennale.

Le policy sono state orientate a perseguire i seguenti obiettivi: (a) garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e il rimborso dei debiti a medio-lungo in sca-

denza; (b) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (c) perseguire il mantenimento di una condizione di equilibrio in termini di durata e di composizione del debito; (d) contribuire al mantenimento dell'elevato stock di liquidità rivincente dalle dismissioni avvenute nel corso dell'esercizio, in particolare di Snam. Lo stock di liquidità sarà commisurato in modo da: (i) ridurre il rischio di rifinanziamento ad un anno, rendendo Eni finanziariamente indipendente anche nel caso di scenari di mercato negativi; (ii) incrementare la riserva di liquidità per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari; (iii) modulare la struttura finanziaria in modo da elevarne la flessibilità in un contesto ancora precario e incerto, analogamente alle strategie dei peers, anche al fine di migliorarne l'apprezzamento ai fini del rating. Lo stock di cassa disponibile sarà impiegato essenzialmente a breve termine, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito e di attivi finanziari, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Al 31 dicembre 2012, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.173 milioni, di cui €1.241 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.928 milioni, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle 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; di essi, circa €12,3 miliardi sono stati collocati al 31 dicembre 2012. Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo. Il rating Eni è legato al rating sovrano dell'Italia, oltre che ad un peggioramento del contesto macroeconomico internazionale, con particolare riferimento alla tenuta della moneta unica europea. A tal proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade potenziale del rating sovrano italiano potrebbe ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni, rendendo più probabile un declassamento del rating della Società e quindi anche delle obbligazioni o di altri strumenti di debito emessi dalla Società. 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 comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nelle tavole 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.

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(€ milioni)	Anni di scadenza					Anni successivi	Totale
	2013	2014	2015	2016	2017		
Passività finanziarie a lungo termine	2.555	2.090	3.941	2.180	2.956	8.275	21.997
Passività finanziarie a breve termine	2.223						2.223
Passività per strumenti derivati	925	132	89	2	11	50	1.209
	5.703	2.222	4.030	2.182	2.967	8.325	25.429
Interessi su debiti finanziari	840	725	622	550	465	1.491	4.693
Garanzie finanziarie	212						212

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2013	2014-2017	Anni successivi	
Debiti commerciali	14.993			14.993
Altri debiti e anticipi	8.588	19	38	8.645
	23.581	19	38	23.638

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

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un program-

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(€ milioni)	Anni di scadenza					Anni successivi	Totale
	2013	2014	2015	2016	2017		
Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾	722	515	323	250	201	560	2.571
Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾	174	198	85	259	555	13.777	15.048
Costi relativi a fondi ambientali ⁽³⁾	362	375	260	160	69	551	1.777
Impegni di acquisto ⁽⁴⁾	20.761	19.486	19.394	17.815	16.482	169.815	263.753
- Gas							
Take-or-pay	18.463	17.763	17.840	16.377	15.094	161.787	247.324
Ship-or-pay	1.746	1.303	1.263	1.159	1.119	5.515	12.105
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	171	170	163	156	146	909	1.715
- Altri impegni di acquisto ⁽⁵⁾	381	250	128	123	123	1.604	2.609
Altri impegni	4	3	3	3	3	123	139
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	123	139
	22.023	20.577	20.065	18.487	17.310	184.826	283.288

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

(2) 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.

(3) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati 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 (€1.109 milioni).

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

(5) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €2.113 milioni.

ma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €56,8 miliardi. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. 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 investimento ambientali di circa €600 milioni.

Impegni per investimenti

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2013	2014	2015	2016	2017 e anni successivi	
Impegni per major projects	6.718	7.680	6.897	3.991	11.839	37.125
Impegni per altri investimenti	6.940	3.782	1.584	1.100	8.496	21.902
	13.658	11.462	8.481	5.091	20.335	59.027

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono avere un grado minore di stabilità politica, sociale ed economica.

Al 31 dicembre 2012 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2012 circa il 59% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori 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 ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente nei quali Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi hanno attraversato nel 2011 una fase

di estrema instabilità politica alla quale ci si riferisce con il termine "Primavera Araba" che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Nonostante la progressiva normalizzazione osservata nel corso del 2012, il grado di stabilità del quadro socio-politico di tali Paesi continuerà a costituire un fattore di rischio e di incertezza per il futuro prevedibile; a questo 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. In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe Eni alla data del bilancio 2012. La presenza Eni in Iran è ormai marginale.

Nel corso del 2012 Eni ha progressivamente ripristinato i livelli di produzione in Libia, dove nel 2011 a causa del conflitto interno la Società era stata costretta a sospendere la quasi totalità delle attività operative e le esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi con pesanti ripercussioni sui volumi e i risultati operativi dell'esercizio. Nel 2012 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 258 mila boe/giorno, livello produttivo molto prossimo a quello ante-crisi.

Rischio evoluzione normativa

Si tratta di rischi connessi all'evoluzione o alla modifica del contesto normativo di riferimento. Considerando la specificità del business e i contesti in cui Eni opera, particolare rilievo assumono i seguenti rischi:

- evoluzioni della normativa nazionale e internazionale in materia finanziaria (es. Direttiva MIFID, Dodd Frank Act);
- evoluzione di normative locali estere che limitano l'operatività della security di Eni (es. possibile istituzione di divieti all'utilizzo di fornitori di security non nazionali);
- evoluzione della normativa tecnica e della regolamentazione internazionale o emanazione di provvedimenti straordinari con l'introduzione di nuovi requisiti tecnologici (es. pacchetto clima-energia 20-20-20, nuovi requisiti International Maritime Organization sul contenuto di zolfo nei combustibili delle navi);
- complessità derivante dall'evoluzione normativa in materia di "anti-corruzione".

Il verificarsi dei rischi descritti connessi ad esempio a una non completa applicazione di normative o alla necessità di adeguare impianti e mezzi a nuovi requisiti tecnici e ambientali potrebbe avere un impatto significativo sui risultati economici e finanziari ed eventuali danni alla reputazione di Eni.

Eni presidia i rischi di evoluzione normativa attraverso strutture dedicate oltre che mediante l'eventuale partecipazione a gruppi di lavoro, ricerca e studio finalizzati a promuovere le best practice sul tema di riferimento.

In tema di anti-corruzione, nel 2012, Eni ha adottato e diffuso a tutto il personale Eni e a tutti coloro che operano, in Italia e all'estero, in favore o per conto di Eni, i principi e le regole da seguire per garantire la compliance alle Leggi Anti-Corruzione.

Rischi operativi

I rischi operativi possono derivare dall'inadeguatezza o dalla disfunzione dei processi aziendali. Tra questi particolare rilievo assumono quelli specifici delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli relativi ad operation e HSE.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e operativo, compresi quelli riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo che accade con il ritrovamento di pozzi sterili o la scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

I livelli futuri di produzione d'idrocarburi Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero, l'efficacia delle attività di sviluppo e l'esito delle negoziazioni con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

Tra la fase esplorativa e lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve scoperte intercorre di norma un lungo periodo a causa della complessità delle attività di esecuzione dei progetti che comprendono la definizione degli accordi commerciali con gli Stati detentori, la firma dei contratti gas, la costruzione di impianti, piattaforme, unità di floating production, centri trattamento, linee di esportazione e altre facilities critiche. Le condizioni esterne rappresentano un ulteriore fattore di rischio considerato che Eni è impegnata in misura rilevante nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti remoti e ostili quali l'Artico, il Mar Caspio e la Siberia. Pertanto, la redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'au-

mento dei costi di sviluppo e produzione. Il management stima che l'industria registri un ritardo medio di circa il 20% nell'avvio dei progetti a causa delle difficoltà esecutive dei contratti "chiavi in mano" EPC (engineering, procurement, construction) dovute alle rigidità, scarsa qualità della fase di ingegneria di dettaglio e ritardi nel commissioning, nonché di strozzature e colli di bottiglia nella capacità produttiva disponibile per la realizzazione degli impianti upstream che comporta continui ritardi di consegna. Le attività di esplorazione e sviluppo sono esposte ai rischi operativi ineliminabili di eventi dannosi a carico dell'ambiente, la salute e la sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, soprattutto nell'offshore convenzionale e profondo dai quali Eni ha derivato nel 2012 circa il 52% della produzione di idrocarburi dell'anno. La gravità degli incidenti legati a fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperature nel giacimento o altre irregolarità, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e la reputazione. Tali rischi sono particolarmente avvertiti in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico, dove il Gruppo svolge attività di trivellazione per la ricerca e lo sviluppo di idrocarburi.

A tale proposito sono state condotte analisi specifiche con particolare riguardo alle situazioni potenzialmente più critiche e all'individuazione delle misure di mitigazione più idonee al contenimento del rischio blow-out. Nel dettaglio, attraverso l'emanazione di disposizioni specifiche in riferimento alle attività di perforazione, Eni ha rafforzato ulteriormente il controllo sul design e sulla conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici¹, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, prevedendo ad esempio step autorizzativi aggiuntivi per la perforazione di nuovi pozzi, l'utilizzo di attrezzature idonee all'esecuzione di attività di pozzo e ad assicurare il completo controllo delle operazioni permettendo la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di training, finalizzati a presidiare le competenze tecniche delle risorse coinvolte.

I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono, inoltre, rappresentati dalla qualità degli asset oil&gas e dal controllo diretto delle operazioni. Il Gruppo ritiene di possedere un portafoglio di titoli minerari caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da elevata temperatura e pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza di appena il 3% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio

[1] Pozzi che presentano una delle seguenti caratteristiche: criticità delle condizioni ambientali; vicinanza ad aree abitate/suburbane; presenza di H₂S.

il management pianifica di incrementare la produzione operata lorda dell'80% rispetto ai livelli correnti a circa 5,2 milioni di barili/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE

Le attività industriali di Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura ai rischi operativi di eventi dannosi per l'ambiente e le persone. Le cause potrebbero essere incidenti, guasti tecnici, malfunzionamenti, esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive, collisioni marine e altri accadimenti (v. anche il paragrafo che segue "Rischi specifici dell'attività oil&gas"). L'ambito di tali rischi è influenzato dalla geografia dei territori, la presenza di ecosistemi sensibili e la complessità tecnica delle attività industriali. Per questi motivi le attività nel campo degli idrocarburi sono soggette al rispetto di norme e leggi severe a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza applicabili nelle varie giurisdizioni in cui Eni opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi ecosistemici a essi correlati, richiamando i gestori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione integrale dell'inquinamento. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcune giurisdizioni, sanzioni a carico delle aziende; ad esempio il modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito in Italia con il D.Lgs. 121/2011 (a integrazione del D.Lgs. 231/2001) estende la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale.

Il Gruppo ritiene di adottare sistemi gestionali, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e tutelare l'integrità delle operations, dell'ambiente, dei dipendenti e delle comunità che sono interessate dalle attività industriali del Gruppo. Ciononostante, il rischio potenziale di eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti è ineliminabile. L'accadimento di un tale tipo di rischio potrebbe comportare rilevanti impatti sulla gestione del Gruppo, i risultati economici e finanziari, le prospettive e la reputazione.

Inoltre le leggi ambientali impongono l'obbligo a chi inquina di bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti. Il Gruppo è particolarmente esposto a tali rischi in Italia, dove ad

eccezione delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi è concentrata la maggior parte delle installazioni industriali del Gruppo e per effetto della conduzione in passato di attività minerometallurgiche e chimiche che sono state progressivamente chiuse e ristrutturare. Il bilancio Eni accoglie i costi che il Gruppo dovrà sostenere nei prossimi esercizi per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali e per i quali è stato possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile. Tuttavia è possibile che in futuro possano insorgere nuove passività legate a eventi passati a causa del rinvenimento di nuove contaminazioni, dei risultati delle caratterizzazioni in corso o da eseguire sui siti di interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, l'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale di cui alla nota n. 34 al bilancio consolidato). Nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi Eni conduce attività di trivellazione e altre operazioni di pozzo in ecosistemi complessi quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e in Artico nel Mare di Barents dove un incidente o una fuoriuscita di idrocarburi potrebbero causare danni gravi all'ambiente. In tali circostanze il Gruppo adotta pratiche operative ed azioni di mitigazione volte a ridurre la probabilità di accadimento dei rischi con impatto su ambiente e persone.

Di seguito è fornito un quadro delle principali regolamentazioni in materia di HSE e dei principali sistemi operativi adottati dal Gruppo per gestire il rischio.

Il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici, oltre che l'uso efficiente delle risorse naturali, costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze ad operare.

Al fine di mitigare i rischi su indicati, Eni ha definito idonei strumenti di monitoraggio sulle tematiche afferenti il cambiamento climatico, le risorse idriche e la biodiversità, nonché di valutazione del rischio emergente. Anche a tali fini, Eni è attiva in gruppi di lavoro internazionali (OGP e IPIECA) volti a definire linee guida operative per favorire la riduzione dell'impronta ambientale e sociale delle attività oil&gas.

Di prassi, la tutela dell'ambiente si esplica mediante il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi eco-sistemici ad essi correlati, attraverso l'applicazione di tecnologie e pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione ambientali assicura la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance ambientali e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali e l'implementazione di un controllo rigoroso.

La criticità della relazione ambiente - salute - comunità emerge non solo in contesti nuovi per Eni, ma anche in quelli caratterizzati da attività industriali ormai radicate; tale interesse si sta concretizzando in atti normativi che potranno avere come conseguenza l'imposizione ai settori industriali di limiti emissivi ancora

più stringenti con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento. Si sta sempre più rafforzando la richiesta delle autorità di valutare preventivamente il potenziale impatto sulle comunità locali delle nuove attività industriali e di quelle in esercizio al fine di porre in atto le necessarie azioni preventive già a partire dalla fase di progettazione e di autorizzazione all'esercizio.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici si è sempre più evoluta e integrata negli ultimi anni con l'emissione del Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e del Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging). Tali regolamenti, le cui ultime scadenze per l'applicazione sono fissate al 2018, hanno introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con le attività produttive, i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

A luglio 2012 è stata pubblicata la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, destinata ad abrogare e sostituire la direttiva 96/82/CE. In base alla nuova direttiva, entro il 1° giugno 2015, gli Stati membri dovranno adottare le nuove regole per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti. Il provvedimento prevede la riformulazione della classificazione delle sostanze pericolose alla luce degli ultimi regolamenti comunitari, la possibilità di modulare il campo di applicazione della normativa in relazione all'effettiva pericolosità delle medesime, l'ampliamento delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un significativo rischio HSE.

Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali e declinate nella MSG HSE. Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La MSG descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e, mediante una gestione integrata, diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. La MSG, basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo e riesame dei risultati, è orientata alla prevenzione e protezione dei rischi e al controllo della gestione HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo. Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività

di ciascuna unità di business. Esso si attua attraverso l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Progressivamente Eni sta andando a copertura di tutti i siti operativi con l'acquisizione delle Certificazioni OHSAS 18001 e ISO 14001. È previsto il completamento del Piano di Certificazione OHSAS 18001 per i siti a significativo rischio HSE entro il 2013.

Il sistema di controllo dei rischi HSE è basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la MSG HSE, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- verifiche di acquisizione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit specifici per tematiche mirate (es. audit a seguito di segnalazioni, eventi, infortuni o incidenti).

L'attività di codificazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto. Eni pone particolare enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. Emblematica l'azione di Eni in Nigeria a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, per fronteggiare i quali sono stati attivati, fra gli altri, progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft".

In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta le divisioni e società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento.

In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di €1,1 miliardi per incidenti offshore e \$1,5 miliardi per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono

le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1 miliardo per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; \$500 milioni nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente occorso nel 2010 nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

Eni in consorzio con le principali major ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment equipment". L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta sviluppando in proprio tecnologie brevettate volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare. I vari progetti si propongono di accrescere il know-how delle oil company sulle strategie antinquinamento in funzione dei diversi ecosistemi marini in cui esse operano, di rafforzare la rete relazionale tra le diverse oil company e di promuovere, anche tra le istituzioni, l'ottimizzazione delle tecniche di risposta e non ultimo una politica più razionale di uso dei disperdenti.

Inoltre, Eni ha siglato un Memorandum of Understanding con Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS) per la collaborazione al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety" (MEDESS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 128/2010 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. La nuova norma dispone l'esclusione dal divieto alle attività di ricerca ed estrazione nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalla costa per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi, già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010. In seguito all'incidente di Macondo a livello europeo è in avanzata fase di discussione una proposta di Regolamento delle attività di esplorazione e produzione offshore di petrolio e gas avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo.

Rischi strategici

I rischi strategici possono derivare da cambiamenti del contesto operativo o da decisioni aziendali non adeguate o scarsamente reattive al contesto competitivo o dall'esposizione a variabili di mercato poste fuori del controllo del management.

Di estremo rilievo è il rischio collegato a un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega a operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, tali esposizioni includono quelle identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, 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 caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura di tale rischio, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Un altro rischio strategico è rappresentato da evoluzioni dello scenario tecnologico, tali da determinare l'introduzione sul mercato di tecnologie breakthrough con forti impatti sul business di Eni. A tal riguardo, Eni ha affidato a strutture organizzative dedicate, a livello centrale, il monitoraggio sull'evoluzione delle tecnologie di interesse e sui possibili impatti che deriverebbero dall'introduzione delle stesse. Inoltre, assumono estremo rilievo nella mitigazione del rischio in oggetto il presidio di Eni in tema di ricerca e sviluppo tecnologico, al fine di assicurare al business la disponibilità di soluzioni tecnologiche aggiornate e innovative, nonché la diversificazione del portafoglio tecnologico e degli investimenti per tematiche trasversali e per singole aree di business.

Tra i rischi strategici vi sono, inoltre, quelli associati all'evoluzione del quadro competitivo del mercato del gas in Europa e del contesto normativo-regolatorio specifico italiano, oltre che più in generale i rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico stagnante. Nel 2012 la domanda gas ha registrato una contrazione del 4% in Italia e del 2% in Europa per effetto della recessione e della 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. In tale scenario il management rivede al ribasso le previsioni di crescita della domanda a breve e lungo termine: per il 2013 è prevista una crescita pressoché nulla; nel lungo termine è atteso un tasso di incremento medio al 2020 dell'1,7-1,8% rispettivamente in Italia ed Europa che sconta la ripresa del ciclo economico e il parziale recupero dei consumi termoelettrici sostenuti dalla chiusura di impianti nucleari obsoleti e i vincoli ambientali all'uso del carbone. Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2016 è significativamente inferiore a quello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza della debolezza dei fondamentali.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda e l'abbondante offerta legata ai flussi mondiali di GNL, al continuo potenziamento delle dorsali d'importazione in Europa di gas proveniente da Russia e Algeria e altri fattori quali la crescita massiccia della produzione di gas da shale negli USA hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo della commercializzazione del gas. Da un lato, l'abbondante liquidità presso i principali hub continentali ha favorito lo sviluppo dei prezzi spot del gas, diventati il benchmark di riferimento nelle contrattazioni bilaterali di fornitura. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL nel mercato grazie alla crescita delle economie asiatiche, i prezzi spot il cui livello è fissato dall'incontro di domanda e offerta evidenziano un trend debole a causa del calo dei consumi e della continua pressione competitiva.

Dall'altro lato dell'equazione, gli intermediari europei del gas sono stati spiazzati dall'andamento divergente tra i prezzi spot e la posizione di costo indicizzata al prezzo del petrolio e dei derivati nelle formule "oil-linked" dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Inoltre i vincoli minimi di prelievo stabiliti dalle clausole di take-or-pay di tali contratti e la necessità di contenere l'impatto finanziario a esse associato hanno indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing, considerata la contrazione del mercato, con effetti depressivi sui prezzi di realizzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Di tale situazione beneficiano i clienti, in particolare di grandi dimensioni ed evoluti, che fanno leva sull'ampia disponibilità di gas spot per ottenere condizioni economiche e di flessibilità più vantaggiose. In Italia i prezzi di vendita del gas tendono a convergere progressivamente verso i prezzi spot rilevati agli hub continentali sia nel segmento business, dove il processo di allineamento è sostanzialmente completato, sia nel settore residenziale per effetto delle misure di liberalizzazione varate dal Governo e degli sviluppi attesi nella regolamentazione. Il rischio di revisione al ribasso delle tariffe regolate nel settore residenziale caratterizza altri importanti mercati europei (v. rischi di regolamentazione). Questi driver hanno determinato la continua flessione dei margini di commercializzazione del gas e la progressiva perdita di redditività dell'attività Mercato di Eni.

Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa del quadro economico recessivo, il rischio di ulteriori rincari del costo oil-linked del

gas approvvigionato, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine (v. Fattore di rischio successivo). In tale scenario il management ha individuato le seguenti priorità: preservare il flusso di cassa della gestione operativa durante la fase acuta della crisi del settore attesa proseguire per tutto il 2013 e recuperare la redditività negli esercizi successivi con il progressivo superamento degli squilibri correnti del mercato e la tendenziale chiusura del differenziale tra il costo "oil-linked" dell'approvvigionato e i prezzi di vendita spot.

Il principale driver per il conseguimento di tali obiettivi è la rinegoziazione del pricing e delle altre condizioni di fornitura dei contratti di approvvigionamento, quale leva per il recupero di competitività. Infatti, i contratti di approvvigionamento take-or-pay prevedono meccanismi contrattuali di revisione che consentono alle parti di rinegoziare periodicamente gli elementi essenziali per tener conto delle modifiche del mercato e del quadro competitivo. A tal fine il management ha aperto o intende aprire rinegoziazioni con tutti i principali fornitori con l'obiettivo principale di aumentare il peso dell'indicizzazione ai prezzi spot nelle formule di costo del gas approvvigionato. L'esito di tali rinegoziazioni è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo sulle rinegoziazioni attivate, i contratti di norma prevedono la possibilità delle parti di ricorrere a un arbitro per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Considerato che un certo numero di clienti Eni hanno a loro volta aperto procedure di revisione dei prezzi di somministrazione, ne deriva un grado crescente di volatilità e scarsa prevedibilità dei risultati dell'Attività Mercato Eni. Guardando al lungo termine oltre l'orizzonte di piano, il management ritiene possibile un nuovo ciclo negativo del settore a causa dei rischi sul lato offerta in relazione a nuovi flussi mondiali di GNL legati all'avvio di importanti progetti upstream (ad esempio in Mozambico), al probabile avvio delle esportazioni di gas da parte degli USA e agli sviluppi nello shale gas in Europa e Asia. Sulla base dell'evoluzione attesa dello scenario competitivo del settore a breve e lungo termine e assumendo le ridimensionate prospettive di redditività del business gas Eni riflesse nella preparazione del piano industriale 2013-2016 e nelle proiezioni a vita intera dei flussi di cassa futuri, il management ha rilevato nel bilancio 2012 svalutazioni degli attivi del gas pari a €2 miliardi, in particolare il goodwill e altri attivi intangibili rivenienti dall'acquisizione Distrigas allocati alla Cash Generating Unit Mercato Europeo. Il principale driver è costituito dalla revisione al ribasso dei margini di vendita incorporati nel flusso di cassa perpetuo per la determinazione del terminal value della CGU Mercato Europeo che sconta l'ipotesi di ciclicità del business; tali margini sono previsti a un livello inferiore di circa due terzi rispetto alle assunzioni del piano industriale adottate dal management nel bilancio 2011. I benefici attesi dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento come

pure le assunzioni di revisione dei prezzi di somministrazione sono riflessi nelle proiezioni economico-finanziarie adottate in sede di impairment review della presente relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2012.

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 che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 16 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). I contratti prevedono la clausola di take-or-pay che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, fa scattare l'obbligo in capo a Eni di pagare, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto e generalmente compresa in un intervallo 10% -100%) del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni contrattuali successivi, la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale di complemento a 100 della media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo 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 effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato, di perdurante debolezza della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria. Dall'inizio della crisi del gas alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale 2012, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di €2,37 miliardi e sostenuto quasi per intero i relativi esborsi a fronte dei volumi gas riguardo ai quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori agli obblighi minimi di prelievo. Considerati i piani aziendali di vendite stabili nel 2013 e di moderata crescita negli anni successivi di piano, il management

ha adottato le opportune iniziative per contenere il rischio finanziario associato agli obblighi take-or-pay con particolare riguardo al mercato italiano dove la dimensione attesa della domanda è inferiore rispetto agli obblighi di prelievo minimo degli operatori. Tali iniziative comprendono riduzioni temporanee delle AMQ associate al probabile esito di alcune rinegoziazioni contrattuali e l'ottenimento di condizioni di prelievo maggiormente flessibili quali lo spostamento di delivery point o la possibilità di sostituire forniture via pipeline con equivalenti volumi di GNL. Sulla base dei programmi di vendita e delle maggiori flessibilità contrattuali realizzate o in via di definizione, il management prevede che nel prossimo quadriennio i ritiri Eni saranno nel complesso sostanzialmente allineati agli obblighi minimi di prelievo fissati dai contratti take-or-pay minimizzando gli impatti sulla liquidità. Tali proiezioni sono soggette ai rischi di ulteriori contrazioni della dimensione della domanda gas e del mercato contendibile.

Per quanto riguarda gli attivi dello stato patrimoniale legati ai deferred cost, 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 per il prossimo quadriennio e oltre, 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, saranno ritirati nel lungo termine nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

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%, ma risulta elevata al 55% per Eni che si è assunta l'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro il 2015, 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 la 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 prevede che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti siano 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 possono accedere alle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio. Tali misure consentono 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 hanno l'obbligo di offrire tale gas al PSV. Come previsto dal Decreto Stoccaggi, 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 AEEG. Eni ritiene che tale regolamentazione contribuirà a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("AEEG"), 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'AEEG in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. L'AEEG ha istituito un meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas attraverso l'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi. 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, nonché, per effetto del D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 metri cubi/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza (ospedali, case di cura e altri). La legge sulle "Liberalizzazioni" (Legge 24 marzo 2012, n. 27) ha demandato all'AEEG il compito di introdurre con gradualità l'indicizzazione del costo della materia ai prezzi spot quotati agli hub continentali. In ottemperanza a tali disposizioni l'AEEG ha deliberato una riforma del meccanismo di aggiornamento del costo della materia prima per i clienti che hanno diritto al servizio di tutela, introducendo una quota crescente dell'indice di mercato, affiancato all'indice che rappresenta il costo di approvvigionamento dei contratti long term, passando dal 3% nel secondo trimestre 2012, al 4% nel terzo trimestre e al 5% nel periodo ottobre 2012 - marzo 2013 (Delibera 263/2012/R/gas). Nei prossimi anni l'AEEG intende allineare progressivamente la componente costo della materia prima ai prezzi spot salvo riconoscere agli operatori con contratti di lungo termine una componente di sicurezza degli approvvigionamenti.

In modo analogo, diversi regolatori in Paesi europei d'interesse Eni, hanno allo studio provvedimenti finalizzati a introdurre componenti "hub" nelle formule di aggiornamento delle tariffe di fornitura ai clienti retail e altre misure volte a favorire la liquidità e l'apertura del mercato del gas.

La capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini sono limitate dagli effetti del Decreto Legge n. 112 del giugno 2008 che ha introdotto la maggiorazione IRES del 5,5% poi aumentata al 6,5% (cosiddetta Robin Tax), e da ultimo incrementata di ulteriori 4 punti percentuali per il triennio 2011-2013, a carico delle imprese del settore energia. La norma ha istituito il divieto di traslare sui prezzi al consumo la maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto.

In tempi recenti, le Autorità amministrative italiane hanno emanato numerosi provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas. In particolare:

- nel 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione sulla quale gli operatori sono obbligati a offrire una quota del gas importato sulla base di autorizzazioni all'importazione ottenute

successivamente al 2007 e a cedere le aliquote del prodotto della coltivazione di gas naturale dovute allo Stato (queste ultime a un prezzo base d'asta definito dall'AEEG);

- l'AEEG ha avviato nel dicembre 2011 il mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale: gli sbilanci di ciascun utente del sistema di trasporto sono sanati su base giornaliera al prezzo che si forma sul mercato del bilanciamento presso il quale il Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas) si approvvigiona delle risorse necessarie per bilanciare il sistema. Dal secondo trimestre 2012 è stato avviato un meccanismo che prevede che sono combinate le offerte in acquisto e vendita formulate dagli operatori tra esse compatibili, non funzionali al bilanciamento del sistema.

Con Decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 febbraio 2013 e con provvedimenti dell'AEEG, sono state introdotte e disciplinate modifiche ai criteri di conferimento della capacità di stoccaggio in applicazione dell'art. 14 del Decreto Legge n. 1, 2012 secondo il quale:

- le capacità di stoccaggio di gas naturale che si rendono disponibili a seguito delle rideterminazioni del volume di stoccaggio strategico, nonché delle nuove modalità di calcolo degli obblighi di modulazione stabilite in base ai criteri determinati dal Ministero dello Sviluppo Economico, sono assegnate, per uno spazio stabilito dal Ministero dello Sviluppo Economico, per l'offerta alle imprese industriali, di servizi integrati di trasporto a mezzo gasdotti esteri e di rigassificazione, comprensivi dello stoccaggio di gas naturale, finalizzati a consentire il loro approvvigionamento diretto di gas naturale dall'estero, secondo criteri di sicurezza degli approvvigionamenti stabiliti nello stesso decreto, nonché alle imprese di rigassificazione, a garanzia del rispetto dei programmi di rigassificazione dei propri utenti in presenza di eventi imprevedibili;
- è determinata la parte dello spazio di stoccaggio di modulazione destinato alle esigenze dei "clienti vulnerabili", da assegnare, per le esigenze degli stessi clienti, con procedure di asta competitiva, e la parte dello stesso spazio di stoccaggio di modulazione da assegnare con le procedure di allocazione vigenti.

Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri del business gas di Eni.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni, specificamente quelli del settore Exploration & Production, dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio e del gas. Generalmente, l'aumento del prezzo degli idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2012 il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 111,6 dollari/barile in linea rispetto al 2011 in un quadro di estrema volatilità. Il primo trimestre ha visto quotazioni molto sostenute con punte fino a 130 dollari/barile per effetto della

positiva domanda proveniente dalla Cina e dalle altre economie emergenti; nel secondo trimestre si è verificata un'inversione di tendenza con le quotazioni del Brent scese fino a 90 dollari/barile a causa del rallentamento dell'economia globale e delle aspettative di ulteriori ridimensionamenti del prezzo. Nella seconda metà dell'anno il prezzo ha registrato una ripresa fino al valore corrente di 110 dollari/barile sulla scia di fattori di rischio geopolitici e grazie a un quadro macroeconomico più stabile. Il prezzo gas ha continuato a essere penalizzato dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda nel mercato europeo e nordamericano registrando un andamento debole.

La volatilità dei prezzi degli idrocarburi ha impatti diversi sui risultati dei business Eni e sui piani d'investimento della compagnia, tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio/gas che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, 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.

Per il quadriennio 2013-2016 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 90 dollari/barile (termini reali 2016), Eni prevede un programma d'investimenti di €56,8 miliardi, di cui l'83% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un incremento del 6% rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto alla maggiore spesa per i progetti upstream che contribuiranno alla crescita delle produzioni oltre l'orizzonte di piano (Mozambico, Venezuela, Nigeria e Indonesia). 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 e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni diminuisce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. L'impatto delle variazioni dei prezzi sui PSA è stato trascurabile nelle produzioni dell'esercizio 2012. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 90 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2013-2016 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che gli approvvigionamenti Eni sono indicizzati in misura prevalente al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita, in particolare nel segmento business sia all'estero sia in Italia, sono

formulati sulla base dei prezzi spot quotati agli hub continentali che presentano valori particolarmente depressi a causa della contrazione della domanda. Nel segmento regolamentato delle vendite retail, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima ai prezzi finali di vendita. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine e viceversa. Nel 2012 l'attività di raffinazione Eni ha continuato a registrare perdite operative in un quadro di estrema volatilità dei margini. Le quotazioni dei prodotti finiti non hanno consentito di recuperare il costo della materia prima e delle utility energetiche indicizzate al costo del greggio a causa della contrazione della domanda ed eccesso di capacità. Inoltre, la riduzione dello sconto tra le quotazioni dei greggi pesanti rispetto al Marker Brent ha ridotto in maniera sensibile il vantaggio della conversione delle Raffinerie Eni. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine a causa dei fattori strutturali dell'industria e del debole quadro congiunturale con attese di consumi di carburanti stagnanti. Sulla base di tali driver riflessi nelle proiezioni di redditività insufficiente del piano industriale 2013-16, il management ha rilevato svalutazioni dell'importo di €846 milioni riguardanti impianti di raffinazione in sede di impairment review di bilancio. L'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dal crollo dei consumi (circa -10%) e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Il management prevede che la domanda di carburanti continuerà su di un trend debole nei prossimi anni a causa delle modeste prospettive di ripresa economica in particolare in Italia. Il management ha pianificato azioni di ottimizzazione degli assetti delle raffinerie, efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici), selettività negli investimenti e iniziative mirate nel marketing per attenuare la volatilità dello scenario e la ciclicità del business con l'obiettivo di recuperare la redditività nel più breve tempo possibile.

Il settore chimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Nel 2012 il business ha accusato la perdita operativa adjusted di €485 milioni che quasi raddoppia la perdita 2011 a causa del crollo dei margini unitari, in particolare nel primo trimestre 2012, dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo e del calo della domanda penalizzata dalla recessione. Le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte per effetto delle prospettive incertezze sulla ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico in Europa, del costo

della materia prima e delle dinamiche competitive. In particolare oltre all'azione dei competitors asiatici e mediorientali, è prevedibile un recupero di quota di mercato dei produttori nordamericani favoriti dagli sviluppi dello shale gas che assicura una materia prima a basso costo. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "chimica verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha

progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e ad elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. Tuttavia, a causa delle incertezze che gravano sull'evoluzione del quadro macroeconomico e della domanda gas e delle dinamiche competitive, il management prevede un ridimensionamento della redditività a breve termine del settore a causa del rallentamento nell'acquisizione di nuove commesse, dell'avvio di progetti a margini più contenuti per favorire l'ingresso in aree emergenti e della conclusione di commesse a margini elevati acquisite in passato nei business Engineering & Construction onshore e offshore. Il management ritiene che le prospettive di lungo termine del business rimangono favorevoli grazie alla disponibilità di mezzi navali di costruzione e perforazione tra i più avanzati al mondo per contenuto tecnologico e prestazioni, competenza del personale, contenuto locale e posizionamento competitivo sulle cui basi Saipem punta a ricostruire un portafoglio ordini robusto.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2013 è caratterizzato dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica mondiale, in particolare nell'eurozona, e che frenano le decisioni d'investimento e di spesa d'impres e famiglie. Il prezzo del petrolio è sostenuto dai rischi geopolitici in un quadro di migliore bilanciamento tra domanda e offerta mondiale. Per le finalità di valutazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del Marker Brent di 90\$/barile. Il management prevede il perdurare di condizioni negative nei settori europei del gas, della raffinazione e marketing di carburanti e della chimica. La domanda di commodity energetiche è vista debole a causa della stagnazione economica; i margini unitari sono esposti alla pressione competitiva e al rischio di nuovi rincari del costo della materia prima petrolifera in un quadro di estrema volatilità. In tale scenario, il recupero di redditività nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e della Chimica, dipenderà in modo importante dalle azioni del management di miglioramento della posizione di costo e di ottimizzazione.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2012 (1,701 milioni di boe/giorno il consuntivo 2012). I principali driver saranno gli avvii d'importanti progetti principalmente Kashagan in Kazakhstan, Angola LNG e gli asset gas in Algeria, ai quali si aggiungerà l'entrata a regime dei campi avviati nel 2012, solo in parte assorbiti dal declino delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2012 escludendo l'impatto dell'uscita da Galp e altre variazioni (91,46 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012 al netto delle vendite Galp e delle vendite upstream in USA; includono le vendite consolidate e la quota Eni delle joint venture). In uno scenario di perdurante debolezza della domanda e forte competizione, il management intende mantenere la quota di mercato facendo leva sul miglioramento dei costi di approvvigionamento e logistica e azioni commerciali di qualità nel servizio, pricing mirato e crescita nei segmenti più remunerativi. Proseguirà l'espansione internazionale nel GNL verso i mercati a premio del Far East;
- **lavorazioni in conto proprio:** in uno scenario di consumi stagnanti, sono previste sostanzialmente in linea con i volumi lavorati nel 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) con il riavvio della piena operatività della Raffineria di Gela a partire da giugno 2013 e l'entrata in esercizio del nuovo impianto di conversione spinta con Tecnologia EST presso la Raffineria di Sannazzaro a fronte della fermata della Raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** sono previste in linea rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) al netto dell'effetto della campagna commerciale "riparti con eni" dell'estate 2012. La leggera riduzione prevista in Italia a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali è compensata dall'incremento atteso delle vendite nel Resto d'Europa. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia facendo leva su iniziative commerciali di fidelizzazione e ritenzione dei clienti, la forza del marchio Eni, con il completamento del rebranding della rete, l'eccellenza del servizio, l'ampliamento dell'offerta oil e non oil;
- **Ingegneria & Costruzioni:** è previsto un significativo ridimensionamento delle prospettive reddituali a causa della conclusione di progetti a elevata redditività, del rallentamento nell'acquisizione degli ordini e dell'avvio di commesse a minori margini nei business Engineering & Construction Onshore e Offshore.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti in linea rispetto al 2012 (€12,76 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,57 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2012 esclusi gli investimenti di Snam). I principali temi del 2013 riguarderanno lo sviluppo delle riserve di idrocarburi in Africa Occidentale, Africa Settentrionale, Norvegia, Iraq e Venezuela, i progetti esplorativi in Africa Occidentale, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative negli altri settori di ottimizzazione e crescita selettiva con l'avvio dei lavori Green Refinery presso Venezia e i progetti elastomeri e bio-plastiche nella chimica. Il leverage a fine 2013, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 90 \$/barile, è previsto assestarsi sostanzialmente sugli stessi livelli di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.



Altre informazioni

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2012 le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 11.388.287, pari allo 0,31% del capitale sociale rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, per un valore di libro complessivo di €201 milioni. Rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2011 (n. 382.654.833 azioni) si registra una diminuzione di n. 371.266.546 azioni dovuta all'annullamento di n. 371.173.546 azioni, in esecuzione della delibera dell'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti di Eni SpA del 16 luglio 2012, e alla vendita di n. 93.000 azioni a seguito dell'esercizio di diritti di opzione assegnati nel 2004 ai Dirigenti Eni beneficiari del piano di incentivazione di lungo termine basato su stock option. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie. Il 16 luglio 2012 l'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato l'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie e l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo di n. 363.000.000 azioni ordinarie Eni e fino all'ammontare complessivo di €6.000 milioni.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società

controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

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

- alla data del 31 dicembre 2012 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.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

- San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
- San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio 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

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti 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 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.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.
- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932).

Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **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.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO₂ prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.
- **Codice di rete** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.
- **Condensati** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.
- **Contratti di concessione** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.
- **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 gassifica-

zione 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 NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds)** Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il venting, ecc.
- **Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO e NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- **Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ e 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.
- **EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning)** 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).
- **Esplorazione** Esplorazione di olio e gas naturale che include le seguenti attività: studi geologici e geofisici, raccolta ed analisi di dati sismici e perforazione di pozzi.
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **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.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **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.
- **Offshore/onshore** Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
- **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.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile

- nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **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.
 - **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.
 - **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
 - **Ricerca esplorativa** Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.
 - **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad 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.
 - **Riserve probabili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.
 - **Riserve possibili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.
 - **Risorse contingent** Sono le quantità di idrocarburi stimate a una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito a una o più contingency.
 - **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.
 - **Stoccaggio di modulazione** Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.
 - **Stoccaggio minerario** Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.
 - **Stoccaggio strategico** Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.
 - **Sviluppo** Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.
 - **Swap** Nel settore del gas il termine swap si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.
 - **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 2012



Stato patrimoniale

[€ milioni]	Note	31.12.2011		31.12.2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	1.500		7.765	
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	262		235	
Crediti commerciali e altri crediti	(9)	24.595	1.496	28.621	2.714
Rimanenze	(10)	7.575		8.496	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	549		771	
Attività per altre imposte correnti	(12)	1.388		1.230	
Altre attività correnti	(13)	2.326	2	1.624	8
		38.195		48.742	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(14)	73.578		63.466	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(15)	2.433		2.538	
Attività immateriali	(16)	10.950		4.487	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(17)	5.843		4.265	
Altre partecipazioni	(17)	399		5.085	
Altre attività finanziarie	(18)	1.578	704	1.229	642
Attività per imposte anticipate	(19)	5.514		4.913	
Altre attività non correnti	(20)	4.225	3	4.400	43
		104.520		90.383	
Attività destinate alla vendita	(31)	230		516	
TOTALE ATTIVITÀ		142.945		139.641	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(21)	4.459	503	2.223	403
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(26)	2.036		2.961	
Debiti commerciali e altri debiti	(22)	22.912	1.446	23.581	1.616
Passività per imposte sul reddito correnti	(23)	2.092		1.622	
Passività per altre imposte correnti	(24)	1.896		2.162	
Altre passività correnti	(25)	2.237		1.437	6
		35.632		33.986	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(26)	23.102		19.279	
Fondi per rischi e oneri	(27)	12.735		13.603	
Fondi per benefici ai dipendenti	(28)	1.039		982	
Passività per imposte differite	(29)	7.120		6.740	
Altre passività non correnti	(30)	2.900		1.977	16
		46.896		42.581	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(31)	24		361	
TOTALE PASSIVITÀ		82.552		76.928	
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi		4.921		3.514	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		49		(16)	
Altre riserve		53.195		49.579	
Azioni proprie		(6.753)		(201)	
Acconto sul dividendo		(1.884)		(1.956)	
Utile dell'esercizio		6.860		7.788	
Totale patrimonio netto di Eni		55.472		59.199	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		60.393		62.713	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		142.945		139.641	

Conto economico

(€ milioni)	Note	2010		2011		2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(35)						
Ricavi della gestione caratteristica		96.617	2.905	107.690	3.477	127.220	3.783
Altri ricavi e proventi		967	57	926	41	1.546	56
Totale ricavi		97.584		108.616		128.766	
COSTI OPERATIVI	(36)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		68.774	5.820	78.795	5.880	95.363	6.604
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	(43)	(246)		69			
Costo lavoro		4.428	28	4.404	33	4.658	21
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(36)	131	41	171	32	(158)	10
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(36)	9.031		8.785		13.561	
UTILE OPERATIVO		15.482		16.803		15.026	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(37)						
Proventi finanziari		6.109	41	6.376	49	7.218	53
Oneri finanziari		(6.727)		(7.410)	(1)	(8.274)	(4)
Strumenti finanziari derivati		(131)		(112)		(251)	
		(749)		(1.146)		(1.307)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(38)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		493		500		278	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		619		1.623	338	2.603	
		1.112		2.123		2.881	
UTILE ANTE IMPOSTE		15.845		17.780		16.600	
Imposte sul reddito	(39)	(8.581)		(9.903)		(11.659)	
Utile netto - Continuing operations		7.264		7.877		4.941	
Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations	(31)	119	365	(74)	400	3.732	2.234
Utile netto		7.383		7.803		8.673	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		6.252		6.902		4.198	
- discontinued operations	(31)	66		(42)		3.590	
		6.318		6.860		7.788	
Interessenze di terzi:	(32)						
- continuing operations		1.012		975		743	
- discontinued operations	(31)	53		(32)		142	
		1.065		943		885	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	(40)						
- semplice		1,74		1,89		2,15	
- diluito		1,74		1,89		2,15	
Utile per azione sull'utile netto - Continuing operations di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	(40)						
- semplice		1,72		1,90		1,16	
- diluito		1,72		1,90		1,16	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2010	2011	2012
Utile netto dell'esercizio		7.383	7.803	8.673
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(32)	2.169	1.031	(717)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni	(32)			141
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita	(32)	(9)	(6)	16
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	443	352	(102)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)	(10)	(13)	7
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(32)	(175)	(128)	32
Totale altre componenti dell'utile complessivo		2.418	1.236	(623)
Totale utile complessivo dell'esercizio		9.801	9.039	8.050
Di competenza:				
- azionisti Eni		8.699	8.097	7.183
- interessenze di terzi		1.102	942	867
		9.801	9.039	8.050

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni														
	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	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
(€ milioni)															
Saldi al 31 dicembre 2009	4.005	959	6.757	(439)	5	1.492	(1.665)	(6.757)	39.160	(1.811)	4.367	46.073	3.978	50.051	
Utile dell'esercizio											6.318	6.318	1.065	7.383	
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				(2)			2.204		(75)			2.127	42	2.169	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				267								267		267	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(8)							(8)		(8)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(5)						(5)	(5)	(10)	
Utile complessivo dell'esercizio				265	(8)	(5)	2.204		(75)			2.381	37	2.418	
Operazioni con gli azionisti:				265	(8)	(5)	2.204		(75)			6.318	8.699	1.102	9.801
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,50 per azione a saldo dell'acconto 2009 di €0,50 per azione)										1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)	
Acconto sul dividendo (€0,50 per azione)										(1.811)		(1.811)		(1.811)	
Attribuzione del dividendo di altre società													(514)	(514)	
Destinazione utile residuo 2009									745		(745)				
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA						56						56	(56)		
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti			(1)					1	1			1		1	
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti									10			10	27	37	
Interessenze di terzi entrate a seguito dell'acquisizione del controllo di Altergaz SA													7	7	
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione del controllo di GreenStream BV													(37)	(37)	
			(1)			56		1	756		(4.367)	(3.555)	(573)	(4.128)	
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option									7			7		7	
Diritti decaduti stock option									(6)			(6)		(6)	
Warrant su azioni Altergaz SA						(25)						(25)		(25)	
Altre variazioni									13			13	15	28	
						(25)			14		(11)	15	4		
Saldi al 31 dicembre 2010	4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728	

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010		4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728
Utile dell'esercizio												6.860	6.860	943	7.803
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(32)							1.000		31			1.031		1.031
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(32)				223								223		223
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(32)					(5)							(5)		(5)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)						(12)						(12)	(1)	(13)
					223	(5)	(12)	1.000		31			1.237	(1)	1.236
Utile complessivo dell'esercizio					223	(5)	(12)	1.000		31		6.860	8.097	942	9.039
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,50 per azione a saldo dell'acconto 2010 di €0,50 per azione)											1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)
Acconto sul dividendo (€0,52 per azione)	(32)										(1.884)		(1.884)		(1.884)
Attribuzione del dividendo di altre società														(571)	(571)
Destinazione utile residuo 2010										2.696	(2.696)				
Versamenti di azionisti terzi														26	26
Acquisto di interesenze di terzi relative ad Altagaz SA e Tigáz Zrt	(32)						(94)			(25)			(119)	(7)	(126)
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam SpA di Italgas SpA	(32)						(5)						(5)	5	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)			(3)					3	3			3		3
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)						14			(10)			4	13	17
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione di Acqua Campania SpA e della perdita del controllo di Petromar Lda														(10)	(10)
				(3)			(85)		3	2.664	(73)	(6.318)	(3.812)	(544)	(4.356)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										2			2		2
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)		(7)
Altre variazioni										(14)			(14)	1	(13)
										(19)			(19)	1	(18)
Saldi al 31 dicembre 2011	(32)	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Uttili relativi esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2011	(32)	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393
Utile dell'esercizio												7.788	7.788	885	8.673
Altre componenti dell'utile complessivo															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(32)							(596)		(104)			(700)	(17)	(717)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(32)					138							138		138
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(32)					14							14		14
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(32)				(65)								(65)		(65)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)						8						8	(1)	7
					(65)	152	8	(596)		(104)			(605)	(18)	(623)
Utile complessivo dell'esercizio					(65)	152	8	(596)		(104)		7.788	7.183	867	8.050
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,52 per azione a saldo dell'acconto 2011 di €0,52 per azione)	(32)										1.884	(3.768)	(1.884)		(1.884)
Acconto sul dividendo (€0,54 per azione)	(32)									(1.956)		(1.956)			(1.956)
Attribuzione del dividendo di altre società														(686)	(686)
Destinazione utile residuo 2011										3.092	(3.092)				
Effetti relativi alla cessione di Snam SpA										371			371	(1.602)	(1.231)
Acquisto di interesenze di terzi relative ad Altagaz SA e Tigáz Zrt	(32)						(4)						(4)	(3)	(7)
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)			(1)					1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)						7						7	22	29
				(1)			3		1	3.464	(72)	(6.860)	(3.465)	(2.269)	(5.734)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Annullamento azioni proprie				(6.551)						6.551					
Ricostituzione riserva azioni proprie				6.000						(6.000)					
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)		(7)
Altre variazioni							(1.140)			1.156			16	(5)	11
				(551)			(1.140)		6.551	(4.851)			9	(5)	4
Saldi al 31 dicembre 2012	(32)	4.005	959	6.201	(16)	144	292	943	(201)	41.040	(1.956)	7.788	59.199	3.514	62.713

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2010	2011	2012
Utile netto - Continuing operations		7.264	7.877	4.941
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:				
Ammortamenti	(36)	8.343	7.755	9.538
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(36)	688	1.030	4.023
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(493)	(500)	(278)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(558)	(1.176)	(875)
Dividendi	(38)	(264)	(659)	(431)
Interessi attivi		(95)	(99)	(108)
Interessi passivi		607	773	803
Imposte sul reddito	(39)	8.581	9.903	11.659
Altre variazioni		(39)	331	(1.945)
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	(1.141)	(1.400)	(1.395)	
- crediti commerciali	(1.923)	218	(3.184)	
- debiti commerciali	2.811	34	2.029	
- fondi per rischi e oneri	575	109	338	
- altre attività e passività	(1.480)	(657)	(1.161)	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.158)	(1.696)	(3.373)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		22	(10)	16
Dividendi incassati		766	955	988
Interessi incassati		124	99	91
Interessi pagati		(630)	(927)	(825)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(9.018)	(9.893)	(11.868)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		14.140	13.763	12.356
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	(31)	554	619	15
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.694	14.382	12.371
- di cui verso parti correlate	(42)	(2.229)	(639)	(1.542)
Investimenti:				
- attività materiali	(14)	(12.308)	(11.658)	(11.222)
- attività immateriali	(16)	(1.562)	(1.780)	(2.295)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(33)	(143)	(115)	(178)
- partecipazioni	(17)	(267)	(245)	(391)
- titoli		(50)	(62)	(17)
- crediti finanziari		(866)	(715)	(1.634)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		261	379	54
Flusso di cassa degli investimenti		(14.935)	(14.196)	(15.683)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		272	154	1.229
- attività immateriali		57	41	61
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(33)	215	1.006	3.521
- partecipazioni		569	711	1.203
- titoli		14	128	52
- crediti finanziari		841	695	1.578
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		2	243	(252)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		1.970	2.978	7.392
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(12.965)	(11.218)	(8.291)
- di cui verso parti correlate	(42)	(1.626)	(800)	1.535

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2010	2011	2012
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(26)	2.953	4.474	10.484
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(26)	(3.327)	(889)	(3.784)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(21)	2.646	(2.481)	(753)
		2.272	1.104	5.947
Apporti netti di capitale proprio da terzi			26	
Cessione di azioni proprie			3	
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		37	17	29
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(126)	604
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.622)	(3.695)	(3.840)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(514)	(552)	(539)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(1.827)	(3.223)	2.201
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(42)	<i>(23)</i>	<i>348</i>	<i>(94)</i>
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			(7)	(4)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		39	17	(12)
Flusso di cassa netto dell'esercizio		(59)	(49)	6.265
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(7)	1.608	1.549	1.500
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(7)	1.549	1.500	7.765

Note al bilancio consolidato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05¹. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei Production Sharing Agreement e dei contratti di buy-back. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti² ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Tali partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2012" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

Il bilancio al 31 dicembre 2012, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2013, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA,

in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi. I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 Principi di consolidamento

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza³. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico; inoltre, in sede di assunzione del controllo, sono imputati a conto economico eventuali componenti precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo.

[1] I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2012 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

[2] Secondo le disposizioni del Framework dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

[3] L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comportano la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto della rivalutazione dell'eventuale partecipazione residua mantenuta per allinearla al relativo fair value; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata. Il valore della partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili⁴.

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non

sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, che rappresenta la moneta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2010	Cambi al 31 dicembre 2010	Cambi medi dell'esercizio 2011	Cambi al 31 dicembre 2011	Cambi medi dell'esercizio 2012	Cambi al 31 dicembre 2012
Dollaro USA	1,33	1,34	1,39	1,29	1,28	1,32
Sterlina inglese	0,86	0,86	0,87	0,84	0,81	0,82
Corona norvegese	8,00	7,80	7,79	7,75	7,48	7,35
Dollaro australiano	1,44	1,31	1,35	1,27	1,24	1,27
Forint ungherese	275,48	277,95	279,37	314,58	289,25	292,30

3 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività correnti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista nonché le attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte a un irrilevante rischio di variazione di valore.

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri)

finanziari" e alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, è stimato sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari similari.

[4] Medesime indicazioni valgono nel caso di cessioni che comportino la perdita del controllo congiunto o del collegamento.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci “Proventi (oneri) finanziari” e “Altri proventi (oneri) su partecipazioni”. Quando l’acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell’operazione e la consegna dell’attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l’operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto successivo “Attività finanziarie”).

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall’attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.

Le rimanenze, incluse le scorte d’obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall’ammontare che l’impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell’attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze di gas naturale derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e all’ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite delle commesse sono rilevate interamente nell’esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall’euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell’esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

In presenza di clausole di “take-or-pay” all’interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l’attivazione della clausola “pay”, valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce “Altre attività” come “deferred costs” in contropartita alla voce “Altri debiti” ovvero all’esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati sono imputati a conto economico: (i) all’atto dell’effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l’impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità econo-

mica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze. Gli strumenti di copertura sono indicati al punto “Strumenti derivati”.

Attività non correnti

Attività materiali ⁵

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all’uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all’uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all’uso, qualora l’investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell’abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto “Fondi per rischi e oneri” ⁶.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l’ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all’attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l’utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l’attività sarà utilizzata dall’impresa. Quando l’attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l’ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto “Attività destinate alla vendita e discontinued operations”). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell’as-

[5] I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto “Attività minerarie”.

[6] Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Chimica, tenuto conto dell’indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell’effettivo sostenimento dell’onere e l’ammontare dell’obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell’attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Chimica.

set, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC [per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato]; il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato

al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post-imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli assets non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile⁷, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore⁸.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è

[7] Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

[8] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali includono inoltre le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cd. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui il concedente: (i) controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interesse residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione.

In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico⁹.

Attività mineraria^{10 11}

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.

I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trat-

tamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione. Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Production sharing agreements e contratti di buy-back

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy-back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal trattatista (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

[9] Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.

[10] I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

[11] Con riferimento alla redazione della relazione finanziaria annuale 2012 rileva la circostanza che con effetto prospettico a partire dal 1° luglio 2012 è stato aggiornato il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente (BOE) in ragione di 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio dell'anno 2012 è stato di 9.000 BOE/giorno; sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per BOE (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare specifici coefficienti diversi tra loro.

Attività finanziarie

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto¹². In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo e successivamente adeguate per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo, sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche paragrafo "Principi di consolidamento"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali". Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option, al fine di ridurre significativamente l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, implicita nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino¹³.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono

iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Attività destinate alla vendita e discontinued operations

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione come destinate alla vendita di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione; pertanto, in queste fattispecie, il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita. Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, costituiscono una discontinued operations se, alternativamente: (i) rappresentano

[12] Nel caso di assunzione di un collegamento [controllo congiunto] in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento [controllo congiunto] è rilevato a patrimonio netto.

[13] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operations, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali.

In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione.

Passività finanziarie

I debiti sono valutati con il metodo del costo ammortizzato (v. precedente punto "Attività finanziarie"). Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizio-

zione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nella nota n. 27 sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

Fondi per benefici ai dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro-quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del fair value delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali, ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio, sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono rilevati al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Con riferimento agli accordi per servizi in concessione (v. precedente punto "Attività immateriali") nei casi in cui la tariffa dei servizi resi non consenta l'attendibile distinzione tra la remunerazione per l'attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura e quella di gestione e in assenza di benchmark di riferimento, i ricavi afferenti all'attività di costruzione/miglioria sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti.

Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

Le attività materiali, differenti da quelle utilizzate nell'ambito dei servizi in concessione, trasferite dai clienti (o realizzate con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento ad una rete per la somministrazione di una fornitura sono rilevate al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidri-

de carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri proventi" del conto economico.

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le stock option assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al fair value del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. vesting period)¹⁴. Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il fair value delle stock option è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recupe-

[14] Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

rare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio. Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile; in particolare la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate, controllate congiuntamente e collegate, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante è in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee ed è probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivatives) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività valutate al fair value stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione per motivi differenti dalla riduzione del fair value (v. anche punto "Attività correnti"), i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto econo-

mico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

4 Schemi di bilancio¹⁵

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura¹⁶.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

5 Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole

[15] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale 2011, ad eccezione della presentazione del Gruppo Snam come discontinued operations per effetto della cessione al Gruppo Cassa Depositi e Prestiti di una partecipazione del 30% meno un'azione nel capitale votante di Snam SpA che ha comportato l'uscita di Eni dalle attività regolate in Italia. Gli effetti della presentazione come discontinued operations sono indicati nella nota n. 31 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

[16] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione. La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy-back sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.

Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa.

Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Svalutazioni

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs - v. anche punto "Attività correnti") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay" nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle imposte anticipate.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il

relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione.

I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodities, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa. Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit.

Smantellamento e ripristino siti

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione

da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi applicabili; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Fondi per benefici ai dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aven-

ti diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, equity, monetario).

Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevati pro-quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del fair value delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). La stima del margine di commessa atteso (future gross profit) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato ed ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

6 Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 475/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 5 giugno 2012 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 "Presentazione del bilancio - Esposizione nel bilancio delle voci delle altre componenti di conto economico complessivo" che introducono, tra l'altro, l'obbligo di raggruppare le componenti dell'utile complessivo sulla base

della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (cd. reclassification adjustments). Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2012 (per Eni: bilancio 2013).

Con il regolamento n. 475/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 5 giugno 2012 è stata omologata la nuova versione dello IAS 19 "Benefici per i dipendenti" (di seguito "IAS 19") che introduce, tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico; e (ii) l'eliminazione della separata presentazione delle componenti del costo relativo alla passività per benefici definiti, rappresentate dal rendimento atteso delle attività al servizio del piano e dal costo per interessi, e la sostituzione con l'aggregato "net interest". Tale aggregato è determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività. Le nuove disposizioni richiedono, inoltre, un'integrazione dell'informativa di bilancio da fornire con particolare riferimento ai piani per benefici definiti. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013¹⁷.

Con il regolamento n. 1254/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012 sono stati omologati l'IFRS 10 "Bilancio consolidato" (di seguito "IFRS 10") e la versione aggiornata dello IAS 27 "Bilancio separato" (di seguito "IAS 27") che stabiliscono, rispettivamente, i principi da adottare per la presentazione e la preparazione del bilancio consolidato e del bilancio separato. Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono, tra l'altro, una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte le imprese (ivi incluse le società veicolo). Secondo tale definizione, un'impresa è in grado di esercitare il controllo se è esposta o ha il diritto a partecipare ai risultati (positivi e negativi) della partecipata e se è in grado di esercitare il suo potere per influenzarne i risultati economici. Il principio fornisce alcuni indicatori da considerare ai fini della valutazione dell'esistenza del controllo che includono, tra l'altro, diritti potenziali, diritti meramente protettivi, l'esistenza di rapporti di agenzia o di franchising. Le nuove disposizioni, inoltre, riconoscono la possibilità di esercitare il controllo su una partecipata anche in assenza della maggioranza dei diritti di voto per effetto della dispersione dell'azionariato o di un atteggiamento passivo da parte degli altri investitori. Le disposizioni dell'IFRS 10 e della nuova versione dello IAS 27 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il regolamento n. 1254/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012 sono stati omologati l'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito "IFRS 11") e la versione aggiornata dello IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture" (di seguito "IAS 28"). L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le joint operation e le joint venture, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio. Con riferimento alla rilevazione delle joint venture, le nuove disposizioni indicano, quale unico trattamento consentito, il metodo del patrimonio netto, eliminando la possibilità di utilizzo del consolidamento proporzionale. La partecipazione a una joint operation comporta la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti indipendentemente

dall'interessenza partecipativa detenuta. La versione aggiornata dello IAS 28 definisce, tra l'altro, il trattamento contabile da adottare in caso di vendita totale o parziale di una partecipazione in un'impresa controllata congiuntamente o collegata. Le disposizioni dell'IFRS 11 e della nuova versione dello IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il regolamento n. 1254/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012 è stato omologato l'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità" (di seguito "IFRS 12") che disciplina l'informativa da fornire in bilancio in merito alle imprese controllate e collegate, alle joint operation e alle joint venture, nonché alle imprese veicolo (structured entities) non incluse nell'area di consolidamento. Le disposizioni dell'IFRS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il regolamento n. 1255/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012 è stato omologato l'IFRS 13 "Valutazione del fair value" (di seguito "IFRS 13") relativo alla definizione di un framework unico per le valutazioni al fair value, richieste o consentite da parte di altri IFRS, e all'informativa di bilancio. Il fair value è definito come il prezzo da ricevere per la vendita di un'attività (da pagare per il trasferimento di una passività) nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato alla data della valutazione. Le disposizioni dell'IFRS 13 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

Con il regolamento n. 1256/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 13 dicembre 2012 sono state omologate le modifiche allo IAS 32 "Strumenti finanziari: Esposizione in bilancio - Compensazione di attività e passività finanziarie" (di seguito "modifiche allo IAS 32") e le modifiche all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: Informazioni integrative - Compensazione di attività e passività finanziarie" (di seguito "modifiche all'IFRS 7") che stabiliscono, rispettivamente, i criteri da adottare per la compensazione di attività e passività finanziarie e i relativi obblighi informativi. In particolare, le modifiche allo IAS 32 stabiliscono che: (i) al fine di operare una compensazione, il diritto di offsetting deve essere legalmente esercitabile in ogni circostanza ovvero sia nel normale svolgimento delle attività sia nei casi di insolvenza, default o bancarotta di una delle parti contrattuali; e (ii) al verificarsi di determinate condizioni, il contestuale regolamento di attività e passività finanziarie su base lorda con la conseguente eliminazione o riduzione significativa dei rischi di credito e di liquidità, può essere considerato equivalente a un regolamento su base netta. Le modifiche alle disposizioni dell'IFRS 7 relative all'informativa di bilancio sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013; diversamente, le modifiche allo IAS 32 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 12 novembre 2009, lo IASB ha emesso l'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito "IFRS 9") che modifica i criteri di rilevazione e valutazione delle attività finanziarie e la relativa classificazione in bilancio. In particolare, le nuove disposizioni stabiliscono, tra l'altro, un modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basato esclusivamente sulle seguenti categorie: (i) attività valutate al costo ammortizzato; (ii) attività valutate al fair value. Le nuove disposizioni,

[17] In accordo con le regole di transizione previste dallo IAS 19, le nuove disposizioni saranno applicate con effetto retroattivo a partire dal 1° gennaio 2013 rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012 come se le nuove disposizioni dello IAS 19 fossero sempre state applicate. Alla data del presente bilancio, si stima che l'applicazione delle nuove disposizioni comporti rispettivamente, al lordo e al netto dell'effetto fiscale: (i) una riduzione del patrimonio netto al 1° gennaio 2012 di €123 e €61 milioni; (ii) una riduzione del patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di €269 e €155 milioni, di cui €149 e €96 milioni relativi agli utili e perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo. L'effetto sul conto economico 2012 non è significativo.

inoltre, prevedono che le partecipazioni diverse da quelle in controllate, controllate congiuntamente o collegate siano valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Nel caso in cui tali partecipazioni non siano detenute per finalità di trading, è consentito rilevare le variazioni di fair value nel prospetto dell'utile complessivo, mantenendo a conto economico esclusivamente gli effetti connessi con la distribuzione dei dividendi; all'atto della cessione della partecipazione, non è prevista l'imputazione a conto economico degli importi rilevati nel prospetto dell'utile complessivo. Inoltre in data 28 ottobre 2010 lo IASB ha integrato le disposizioni dell'IFRS 9 includendo i criteri di rilevazione e valutazione delle passività finanziarie. In particolare, le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, che, in caso di valutazione di una passività finanziaria al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, le variazioni del fair value connesse a modifiche del rischio di credito dell'emittente (cd. own credit risk) siano rilevate nel prospetto dell'utile complessivo; è prevista l'imputazione di detta componente a conto economico per assicurare la simmetrica rappresentazione con altre poste di bilancio connesse con la passività evitando accounting mismatch. Il documento "Mandatory effective date and transition disclosures", emes-

so il 16 dicembre 2011 dallo IASB, ha posticipato l'entrata in vigore delle disposizioni dell'IFRS 9 a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2015 (le precedenti disposizioni facevano riferimento al 1° gennaio 2013).

In data 28 giugno 2012, lo IASB ha emesso il documento "Consolidated Financial Statements, Joint Arrangements and Disclosure of Interests in Other Entities: Transition Guidance (Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12)" che fornisce alcuni chiarimenti e semplificazioni con riferimento ai transition requirements dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 17 maggio 2012, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRSs 2009-2011 Cycle" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

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

Attività correnti

7 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.765 milioni (€1.500 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per €5.861 milioni (€323 milioni al 31 dicembre 2011). L'incremento delle disponibilità liquide ed equivalenti è dovuto principalmente al rimborso dei finanziamenti intercompany da parte del Gruppo Snam, avvenuto per la maggior parte prima della cessione del controllo. Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore. Disponibilità liquide per €84 milioni sono vincolate dal settore Saipem a fronte di indagini giudiziarie e contenziosi commerciali. Maggiori informazioni sulle indagini giudiziarie sono riportate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi - Indagini della Magistratura - Algeria. La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 23 giorni e il tasso di interesse effettivo medio è dello 0,5% (1,1% al 31 dicembre 2011).

8 Altre attività finanziarie disponibili per la vendita

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	173	174
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	47	22
- Altri titoli non quotati	5	5
	225	201
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	16	13
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	21	21
	37	34
	262	235

Al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2012, Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.

I titoli emessi da Stati sovrani al 31 dicembre 2012 di €187 milioni (€189 milioni al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Tasso fisso						
Belgio	28	31	da 2,35 a 4,38	dal 2014 al 2021	Aa3	AA
Italia	23	23	da 2,50 a 5,25	dal 2013 al 2034	Baa2	BBB+
Austria	17	17	da 1,57 a 3,15	dal 2013 al 2015	Aaa	AA+
Portogallo	24	23	da 2,73 a 3,83	dal 2013 al 2019	Ba3	BB
Spagna	14	14	da 3,00 a 3,83	dal 2014 al 2018	Baa3	BBB-
Paesi Bassi	12	13	da 2,46 a 3,02	dal 2013 al 2016	Aaa	AAA
Germania	10	10	da 2,67 a 2,78	dal 2014 al 2015	Aaa	AAA
Francia	10	10	da 2,20 a 3,01	dal 2013 al 2014	Aa1	AA+
Finlandia	2	1	1,60	2015	Aaa	AAA
Slovacchia	14	15	da 0,34 a 4,81	dal 2013 al 2017	A2	A
Irlanda	13	13	da 4,61 a 4,68	dal 2019 al 2020	Ba1	BBB+
Stati Uniti	15	12	da 2,54 a 3,54	dal 2014 al 2019	Aaa	AA+
Tasso variabile						
Italia	5	5		2013	Baa2	BBB+
	187	187				

I titoli emessi da istituti finanziari di €48 milioni sono riferiti ad istituti finanziari con classe di rating compresa tra Aaa e Baa3 (Moody's) e AAA e BBB- (S&P).

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2012
Effetto valutazione al fair value	(9)	16	7
Passività per imposte differite	1	(2)	(1)
Altre riserve di patrimonio netto	(8)	14	6

I titoli strumentali all'attività operativa di €201 milioni (€225 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per €196 milioni (€220 milioni al 31 dicembre 2011).

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Euro	193	179
Dollaro USA	51	38
Rupia indiana	18	18
	262	235

Il fair value dei titoli è stimato essenzialmente sulla base delle quotazioni di mercato.

9 Crediti commerciali e altri crediti

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti commerciali	17.709	19.966
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	468	440
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	162	228
- non strumentali all'attività operativa	28	1.153
	658	1.821
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	169	209
- altri	6.059	6.625
	6.228	6.834
	24.595	28.621

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.636 milioni (€1.651 milioni al 31 dicembre 2011):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Utilizzi	Altre Variazioni	Valore al 31.12.2012
Crediti commerciali	1.067	164	(169)	(6)	1.056
Crediti finanziari	6				6
Altri crediti	578	7	(11)		574
	1.651	171	(180)	(6)	1.636

Al 31 dicembre 2012 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2013 di €2.054 milioni, di cui €1.709 milioni not notification (€1.779 milioni not notification nell'esercizio 2011 con scadenza 2012). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (€1.225 milioni), Gas & Power (€754 milioni) e Chimica (€75 milioni). In forza delle disposizioni contrattuali statuite per i contratti not notification, Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor. Inoltre, sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza 2013 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €149 milioni (€188 milioni nell'esercizio 2011 con scadenza 2012).

L'incremento dei crediti commerciali di €2.257 milioni è riferito al settore Gas & Power per €2.843 milioni, al settore Exploration & Production per €482 milioni e, in diminuzione, al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo per €976 milioni.

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

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	14.505	5.062	19.567	16.859	5.714	22.573
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	977	221	1.198	1.257	204	1.461
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	953	86	1.039	1.295	84	1.379
- da 3 a 6 mesi	360	61	421	216	22	238
- da 6 a 12 mesi	441	190	631	159	239	398
- oltre 12 mesi	473	608	1.081	180	571	751
	2.227	945	3.172	1.850	916	2.766
	17.709	6.228	23.937	19.966	6.834	26.800

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €164 milioni (€167 milioni nel 2011) è riferito ai settori Gas & Power per €118 milioni, Refining & Marketing per €18 milioni e Chimica per €17 milioni. L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €169 milioni (€52 milioni nel 2011) è riferito ai settori Gas & Power per €132 milioni e Refining & Marketing per €26 milioni.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per €178 milioni (€103 milioni al 31 dicembre 2011).

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €7.236 milioni.

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €209 milioni (€169 milioni al 31 dicembre 2011) sono riferiti alle quote a breve termine dei crediti per attività di disinvestimento relativi alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan per €114 milioni e alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% interessenza Eni) al partner kazakho KazMunaiGas per €82 milioni. La descrizione delle transazioni è riportata alla nota n. 20 - Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di €6.625 milioni (€6.059 milioni al 31 dicembre 2011) sono relativi per €481 milioni al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production che sono oggetto di arbitrato (€504 milioni al 31 dicembre 2011) e per €333 milioni a clienti gas somministrati per importi da ricevere a fronte dei volumi gas per i quali è maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di vendita a lungo termine. La contropartita è costituita da un risconto di ricavi rilevati tra le altre passività correnti e non correnti per complessivi €522 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €668 milioni (€630 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano per €351 milioni finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate (€345 milioni al 31 dicembre 2011), per €280 milioni depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€250 milioni al 31 dicembre 2011) e per €26 milioni crediti per leasing finanziario (€31 milioni al 31 dicembre 2011). Maggiori informazioni sui leasing finanziari sono riportati alla nota n. 18 - Altre attività finanziarie.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €1.153 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano essenzialmente: (i) crediti verso il Gruppo Cassa Depositi e Prestiti per €883 milioni, di cui €879 milioni relativi al saldo del corrispettivo di €3.517 milioni per la cessione di n. 1.013.619.522 azioni ordinarie di Snam SpA e €4 milioni relativi alla quota interessi sulla dilazione di pagamento; (ii) crediti residui verso la Snam SpA per €141 milioni; (iii) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €93 milioni, di cui €72 milioni presso Citigroup Global Markets Ltd e €21 milioni verso controparti commerciali per operazioni su contratti derivati; (iv) depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni per €25 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2011).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €331 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti per attività di disinvestimento	169	209
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	3.827	4.217
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	62	33
- compagnie di assicurazione	171	176
- acconti per servizi	837	616
- per operazioni di factoring	150	130
- altri	1.012	1.453
	6.059	6.625
	6.228	6.834

I crediti per operazioni di factoring di €130 milioni (€150 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €5.737 milioni.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

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.

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2011					31.12.2012				
	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	892	172		1.722	2.786	948	190		1.748	2.886
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	127	25		1	153	133	15		1	149
Lavori in corso su ordinazione			869		869			1.595		1.595
Prodotti finiti e merci	2.892	804		71	3.767	2.912	891		63	3.866
	3.911	1.001	869	1.794	7.575	3.993	1.096	1.595	1.812	8.496

L'incremento dei Lavori in corso su ordinazione di €726 milioni è riferito principalmente all'aumento degli stati avanzamento operativi rispetto agli stati avanzamento contrattuali che consentono la fatturazione.

I lavori in corso su ordinazione di €1.595 milioni (€869 milioni al 31 dicembre 2011) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di €7 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2011) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.

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

[€ milioni]	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2011								
Rimanenze lorde	6.694	1.091			(20)	38	(42)	7.761
Fondo svalutazione	(105)		(94)	20		(2)	(5)	(186)
Rimanenze nette	6.589	1.091	(94)	20	(20)	36	(47)	7.575
31.12.2012								
Rimanenze lorde	7.761	1.158			(226)	(18)	(9)	8.666
Fondo svalutazione	(186)		(58)	64	10	1	(1)	(170)
Rimanenze nette	7.575	1.158	(58)	64	(216)	(17)	(10)	8.496

La variazione dell'esercizio di €1.158 milioni è riferita ai settori Ingegneria & Costruzioni per €762 milioni e Refining & Marketing per €252 milioni. La variazione dell'area di consolidamento di €216 milioni è riferita per €215 milioni al deconsolidamento del Gruppo Snam a seguito della cessione del controllo.

11 Attività per imposte sul reddito correnti

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Imprese italiane	399	487
Imprese estere	150	284
	549	771

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
IVA	581	862
Accise e imposte di consumo	239	197
Altre imposte e tasse	568	171
	1.388	1.230

Il decremento delle Altre imposte e tasse di €397 milioni è riferito per €323 milioni ad imprese estere del settore Exploration & Production.

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	1.562	916
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	157	31
Altre attività	607	677
	2.326	1.624

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	16	50		8	44	
Currency swap	204	5.819	833	158	3.349	4.597
Outright	2	116		3	215	8
	222	5.985	833	169	3.608	4.605
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	6		1.885	1	23	
	6		1.885	1	23	
Contratti su merci						
Over the counter	1.181	5.644	4.378	713	3.648	9.505
Future	68	452	438	26	825	9
Altri	85		581	7	30	1
	1.334	6.096	5.397	746	4.503	9.515
	1.562	12.081	8.115	916	8.134	14.120

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di €916 milioni (€1.562 milioni al 31 dicembre 2011) riguarda: (i) per €564 milioni (€1.450 milioni al 31 dicembre 2011) 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 valute, tassi di interesse e merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €352 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2011) strumenti finanziari derivati di trading su merci posti in essere per la gestione attiva del margine economico nel settore Gas & Power e per attività di trading da parte di Eni Trading & Shipping SpA.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €31 milioni (€157 milioni al 31 dicembre 2011) è riferito al settore Gas & Power e riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere 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 derivante 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 2013 è indicato alla nota n. 25 - Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2013 è indicato rispettivamente alle note n. 20 - Altre attività non correnti e n. 30 - Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €31 e €510 milioni (rispettivamente di €3.297 e €610 milioni al 31 dicembre 2011).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di €677 milioni (€607 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono: (i) risconti per prestazioni di servizio anticipate per €146 milioni (€260 milioni al 31 dicembre 2011); (ii) anticipi a fornitori per €129 milioni a fronte di quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui ritiro si ritiene sarà eseguito entro il 2013; (iii) ratei e risconti per affitti e canoni per €51 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2011); (iv) risconti per premi assicurativi per €49 milioni (€64 milioni al 31 dicembre 2011).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

Attività non correnti

14 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011											
Terreni	665	9			100	(9)	(2)	8	771	799	28
Fabbricati	832	305	(131)	(40)		12	(9)	458	1.427	3.544	2.117
Impianti e macchinari	42.991	3.704	(6.094)	(601)	16	866	(209)	6.821	47.494	121.166	73.672
Attrezzature industriali e commerciali	991	383	(206)	(2)		(5)		(702)	459	1.789	1.330
Altri beni	1.172	117	(113)	(5)	(116)	6	(1)	(231)	829	2.308	1.479
Immobilizzazioni in corso e acconti	20.753	7.140		(243)		523		(5.575)	22.598	24.257	1.659
	67.404	11.658	(6.544)	(891)		1.393	(221)	779	73.578	153.863	80.285
31.12.2012											
Terreni	771	5			(109)	(8)	(8)	4	655	678	23
Fabbricati	1.427	61	(108)	(45)	(316)	(2)	(7)	148	1.158	3.150	1.992
Impianti e macchinari	47.494	1.546	(7.012)	(1.079)	(9.719)	(313)	(304)	8.283	38.896	112.170	73.274
Attrezzature industriali e commerciali	459	74	(112)	(3)	(62)	3		3	362	1.660	1.298
Altri beni	829	89	(103)	(75)	(12)	(7)		5	726	2.239	1.513
Immobilizzazioni in corso e acconti	22.598	9.447		(407)	(2.207)	(187)	(130)	(7.445)	21.669	23.400	1.731
	73.578	11.222	(7.335)	(1.609)	(12.425)	(514)	(449)	998	63.466	143.297	79.831

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2011	2012
Investimenti:		
- Exploration & Production	8.162	8.407
- Gas & Power	128	156
- Refining & Marketing	860	836
- Chimica	216	163
- Ingegneria & Costruzioni	1.084	998
- Corporate e società finanziarie	73	71
- Altre attività - Snam (*)	1.153	539
- Altre attività - Altre	10	14
- Eliminazione utili interni	(28)	38
	11.658	11.222

(*) Gli investimenti 2011 relativi alle Altre attività - Snam sono stati riclassificati dal settore Gas & Power.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €173 milioni, di cui €26 milioni relativi alle discontinued operations, (€147 milioni nel 2011, di cui €36 milioni relativi alle discontinued operations) riferiti ai settori Exploration & Production (€105 milioni), Refining & Marketing (€39 milioni) e Chimica (€3 milioni). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,1% e il 5,1% (l'1% e il 3,7% al 31 dicembre 2011).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

Le svalutazioni di €1.609 milioni (€891 milioni nel 2011) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2011	2012
Svalutazioni:		
- Refining & Marketing	484	843
- Exploration & Production	189	547
- Chimica	174	112
- Gas & Power	5	80
- Altri settori	39	27
	891	1.609
Effetto fiscale:		
- Refining & Marketing	194	96
- Exploration & Production	65	154
- Chimica	47	33
- Gas & Power	2	21
- Altri settori	1	2
	309	306
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Refining & Marketing	290	747
- Exploration & Production	124	393
- Chimica	127	79
- Gas & Power	3	59
- Altri settori	38	25
	582	1.303

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) nel settore Exploration & Production dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) nel settore Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities; (iii) nel settore Chimica dagli impianti di produzione, suddivisi per business stabilimento, e relative facilities; (iv) nel settore Ingegneria & Costruzioni dalle business unit E&C Offshore e E&C Onshore e Perforazioni Terra nonché i Rig di perforazione con riferimento alle Perforazioni Mare. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile.

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU dei settori Refining & Marketing e Chimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali o di risultato operativo più ammortamenti normalizzato; d) per le CGU del mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2% con eventuali fattori di correzione per riflettere elementi di ciclicità del business; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine adottate dal management Eni nel processo di pianificazione strategica degli investimenti (v. nota n. 3 - Criteri di valutazione). In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni di impairment test delle CGU oil&gas è 90 \$/barile in moneta reale 2016.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Chimica al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio attribuibile in modo esclusivo al settore Gas & Power e Saipem oggetto di autonome rilevazioni, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post-imposte). Nel 2012 i WACC adjusted post-imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in misura marginale rispetto al 2011 per effetto della riduzione dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, rendimento risk-free in funzione della riduzione del premio Italia, compensati dalla maggiore incidenza del peso dell'equity nella determinazione del costo del capitale di Gruppo conseguente alla modifica del rapporto obiettivo tra indebitamento e mezzi propri di Eni definito dal Consiglio di Amministrazione a seguito della cessione di Snam. Va evidenziato che l'incremento del beta di Eni derivante dall'uscita dai business regolati Italia non ha avuto impatti nella determinazione

del costo del capitale per le valutazioni di impairment dei settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Chimica poiché nel passato il management adottava stime dei tassi di sconto che escludevano l'effetto mitigativo dato dalla presenza nel portafoglio Eni della minore volatilità di Snam. I WACC adjusted 2012 sono compresi tra il 7,2% e il 13%.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

L'entità delle svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di €843 milioni riflette il ridimensionamento delle prospettive di redditività del business a causa del perdurare dei fattori di debolezza strutturale dell'industria dovuti agli elevati costi delle utility energetiche indicizzate al prezzo del greggio, alla riduzione dello sconto dei greggi pesanti, all'eccesso di capacità nell'area Mediterraneo con conseguente debolezza dei margini di lavorazione e contrazione della domanda carburanti. Sulla base di tali driver, il management ha proceduto a svalutare in massima parte gli impianti di raffinazione adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso considerando le proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi nel lungo termine. Altre svalutazioni minori di immobilizzazioni hanno riguardato reti di distribuzione carburanti, linee di business marginali nonché gli investimenti di sicurezza e mantenimento eseguiti nell'anno su asset in precedenza svalutati. Nelle svalutazioni di maggiore significatività che hanno riguardato due raffinerie, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso degli asset è stato il 7,6% che equivale al tasso pre-tax del 10,2% in un caso e del 9% nell'altro.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate svalutazioni di €547 milioni che hanno riguardato per €350 milioni proved property e per €197 milioni unproved property. I principali driver sono stati le revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi per asset a gas/olio localizzati negli USA e per asset a gas in India e dello scenario economico per un asset a olio localizzato in Turkmenistan. Nelle svalutazioni di maggiore significatività i tassi di sconto post-tax utilizzati nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso dell'asset sono stati: i) Stati Uniti 7,3% che equivale al tasso pre-tax del 10,9%; ii) India, 8,2% che equivale al tasso pre-tax del 13,6%; iii) Turkmenistan 8,3% che equivale al tasso pre-tax del 15,7%.

Nel settore Chimica le svalutazioni di €112 milioni hanno riguardato alcune linee di business in perdita nella produzione di olefine e polietilene presso gli stabilimenti di Brindisi e Dunkerque e gli investimenti dell'anno eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Nel settore Gas & Power le svalutazioni di €80 milioni hanno riguardato per €71 milioni asset materiali associati all'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione di Eni Hewett Ltd sulla base della perdurante debolezza dello scenario gas.

La variazione dell'area di consolidamento di €12.425 milioni è riferita per €12.432 milioni al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo nell'ambito della transazione con la Cassa Depositi e Prestiti e per €7 milioni all'inclusione nell'area di consolidamento per acquisizione del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) e Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV) che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e business in Belgio.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €514 milioni sono riferite a imprese con moneta funzionale dollari USA per €759 milioni; queste differenze di cambio sono state parzialmente compensate dalle differenze di cambio delle imprese con moneta funzionale corona norvegese per €207 milioni.

La riclassifica ad attività destinate alla vendita di €449 milioni è riferita per €434 milioni ad asset non strategici del settore Exploration & Production. Le altre variazioni di €998 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti per €1.418 milioni, di cui €1.351 milioni relativi al settore Exploration & Production; questo incremento è stato parzialmente compensato dal valore di libro delle cessioni per €515 milioni e dalla rilevazione degli ammortamenti delle discontinued operations per €194 milioni. Le cessioni di €515 milioni sono relative ad asset non strategici del settore Exploration & Production per €467 milioni, di cui €163 milioni relativi alla cessione del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni). Maggiori informazioni sull'operazione sono riportate alla nota n. 20 - Altre attività non correnti.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
31.12.2011						
Congo	1.248			(8)	40	1.280
Nigeria		697			61	758
Turkmenistan	688			(70)	17	635
Algeria	446	57		(34)	16	485
USA	718		(64)	(458)	21	217
India	55				(7)	48
Altri Paesi	106			(34)	1	73
	3.261	754	(64)	(604)	149	3.496
31.12.2012						
Congo	1.280			(2)	(24)	1.254
Nigeria	758				(15)	743
Turkmenistan	635		(109)	(1)	(9)	516
Algeria	485			(124)	(6)	355
USA	217		(62)	(51)	42	146
India	48		(26)			22
Altri Paesi	73			(44)		29
	3.496		(197)	(222)	(12)	3.065

Le svalutazioni di €197 milioni sono commentate nel paragrafo precedente.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €6.816 e €8.058 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2012.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €21 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2011) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €132 milioni (€724 milioni al 31 dicembre 2011).

Il decremento di €592 milioni è riferito per €524 milioni al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €39 milioni (€19 milioni al 31 dicembre 2011) e riguardano stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per €29 milioni e navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per €10 milioni.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	96.561	103.369
- Gas & Power	4.206	4.373
- Refining & Marketing	14.884	15.744
- Chimica	5.438	5.589
- Ingegneria & Costruzioni	11.809	12.621
- Corporate e società finanziarie	422	470
- Altre attività - Snam (*)	19.449	
- Altre attività - Altre	1.617	1.617
- Eliminazione utili interni	(523)	(486)
	153.863	143.297
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	51.034	55.836
- Gas & Power	1.705	1.961
- Refining & Marketing	10.126	11.305
- Chimica	4.478	4.661
- Ingegneria & Costruzioni	3.840	4.408
- Corporate e società finanziarie	226	243
- Altre attività - Snam (*)	7.433	
- Altre attività - Altre	1.541	1.541
- Eliminazione utili interni	(98)	(124)
	80.285	79.831
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	45.527	47.533
- Gas & Power	2.501	2.412
- Refining & Marketing	4.758	4.439
- Chimica	960	928
- Ingegneria & Costruzioni	7.969	8.213
- Corporate e società finanziarie	196	227
- Altre attività - Snam (*)	12.016	
- Altre attività - Altre	76	76
- Eliminazione utili interni	(425)	(362)
	73.578	63.466

(*) Le attività materiali al 31.12.2011 relative alle Altre attività - Snam sono state riclassificate dal settore Gas & Power.

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Greggio e prodotti petroliferi	2.284	2.538
Gas naturale	149	
	2.433	2.538

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane per €2.418 e €2.525 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2012, riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge. L'azzeramento delle scorte d'obbligo di gas naturale è dovuto al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo.

16 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	538	1.245	(1.244)			17	8	564	2.634	2.070
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	150	37	(85)	(2)		(1)	57	156	1.474	1.318
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	575	10	(159)				421	847	2.827	1.980
- Accordi per servizi in concessione	3.562	308	(142)			(13)	(25)	3.690	6.361	2.671
- Immobilizzazioni in corso e acconti	658	171					(581)	248	254	6
- Altre attività immateriali	1.514	9	(128)			7	20	1.422	2.074	652
	6.997	1.780	(1.758)	(2)		10	(100)	6.927	15.624	8.697
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	4.175			(152)		2	(2)	4.023		
	11.172	1.780	(1.758)	(154)		12	(102)	10.950		
31.12.2012										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	564	1.871	(1.886)			(10)	9	548	2.653	2.105
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	156	59	(58)	(1)	(74)	1	55	138	1.197	1.059
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	847	18	(134)	(1)	(46)		(1)	683	2.516	1.833
- Accordi per servizi in concessione	3.690	170	(3)	(37)	(3.716)	(2)	(70)	32	101	69
- Immobilizzazioni in corso e acconti	248	159		(1)	(57)		(86)	263	269	6
- Altre attività immateriali	1.422	18	(127)	(1.030)	40	7	32	362	2.144	1.782
	6.927	2.295	(2.208)	(1.070)	(3.853)	(4)	(61)	2.026	8.880	6.854
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	4.023			(1.347)	(216)	2	(1)	2.461		
	10.950	2.295	(2.208)	(2.417)	(4.069)	(2)	(62)	4.487		

I costi capitalizzati a fine esercizio per attività mineraria di €548 milioni riguardano essenzialmente il valore di libro residuo dei bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o cessazione. Il flusso di investimenti dell'esercizio di €1.871 milioni accoglie i costi della ricerca mineraria ammortizzati interamente all'atto del sostenimento che ammontano a €1.650 milioni (€973 milioni nell'esercizio 2011) e altri costi di esplorazione per €221 milioni (€270 milioni nel 2011) relativi principalmente all'acquisizione nell'anno di nuovo acreage esplorativo in Liberia, Indonesia e Kenia.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €683 milioni riguardano per €614 milioni i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria e per €47 milioni le concessioni di sfruttamento minerario.

Gli accordi per servizi in concessione di €32 milioni riguardano l'attività di distribuzione del gas all'estero (€3.690 milioni al 31 dicembre 2011, di cui €3.618 milioni in Italia). La diminuzione di €3.658 milioni è relativa essenzialmente al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo (€3.716 milioni).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €362 milioni sono diminuite di €1.060 milioni rispetto al 2011 per effetto, principalmente, della rilevazione di importanti svalutazioni che hanno riguardato: i) per €774 milioni (€511 milioni al netto delle imposte) la customer relationship rilevata a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) e allocata alla cash generating unit Mercato Europeo nell'ambito della verifica della recuperabilità del valore di libro complessivo di quest'ultima. Il driver della svalutazione è stato in particolare la continua perdita di clienti registrata nel Mercato del Benelux, in particolare nel settore wholesaler, nel quadro dei deboli fondamentali del settore gas e delle ridimensionate prospettive di redditività del business descritte nel commento sulla svalutazione del goodwill dalla CGU Mercato Gas Europeo. Il valore residuo di €168 milioni (€111 milioni al netto delle imposte) prosegue nel processo di ammortamento sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni all'origine); ii) per €256 milioni il valore d'iscrizione dell'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione di Eni Hewett Ltd sulla base della perdurante debolezza dello scenario gas. Le altre attività immateriali accolgono anche: i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Versalis SpA per €56 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2011); ii) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da

Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per €44 milioni (€50 milioni al 31 dicembre 2011).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi per attività mineraria	14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Accordi per servizi in concessione	2 - 4
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €1.347 milioni sono riferite al settore Gas & Power come descritto di seguito.

La variazione dell'area di consolidamento delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €216 milioni è riferita per €314 milioni al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo e per €98 milioni all'inserimento nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) e Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV).

Il saldo finale della voce goodwill di €2.461 milioni (€4.023 milioni al 31 dicembre 2011) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.075 milioni (€726 milioni al 31 dicembre 2011) e si analizza per settore di attività come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
- Gas & Power	2.531	1.286
- Ingegneria & Costruzioni	749	750
- Exploration & Production	270	265
- Refining & Marketing	159	160
- Altre attività - Snam (*)	314	
	4.023	2.461

(*) Il goodwill al 31.12.2011 relativo alle Altre attività - Snam è stato riclassificato dal settore Gas & Power.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Per il settore Gas & Power tali CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano collettivamente di tali sinergie. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. Per la determinazione dei flussi di cassa si rinvia alla nota n. 14 - Immobili, impianti e macchinari.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Chimica al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio attribuibile in modo esclusivo al settore Gas & Power e Saipem oggetto di autonome rilevazioni, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post-imposte). Nel 2012 i WACC adjusted post-imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in misura marginale rispetto al 2011 per effetto della riduzione dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, riduzione del rendimento risk-free in funzione della riduzione del premio Italia, compensati dalla maggiore incidenza del peso dell'equity nella determinazione del costo del capitale di Gruppo conseguente alla modifica del rapporto obiettivo tra indebitamento e mezzi propri dell'Eni definito dal Consiglio di Amministrazione a seguito della cessione di Snam. Va evidenziato che l'incremento del beta dell'Eni derivante dall'uscita dai business regolati Italia non ha avuto impatti nella determinazione del costo del capitale per le valutazioni di impairment dei settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Chimica poiché nel passato il management adottava stime dei tassi di sconto che escludevano l'effetto mitigativo dato dalla presenza nel portafoglio Eni della minore volatilità di Snam. I WACC adjusted 2012 sono compresi tra 7,2% e 13%; (ii) per i settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni). Il WACC del settore Gas & Power è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico per il motivo che il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 6,9% e un massimo dell'8,5% per il settore Gas & Power che ha visto sostanzialmente invariato il WACC adjusted rispetto al 2011; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso del 7,8% in riduzione di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 a causa del minore premio per il rischio equity.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

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

Settore Gas & Power

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Mercato gas Italia	767	767
Mercato gas estero	1.763	519
- di cui mercato europeo	1.668	511
Altre	1	
	2.531	1.286

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni). In sede di impairment test la CGU mercato Italia conferma la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Il goodwill allocato alla CGU Mercato Europeo è quello riveniente dall'acquisizione in esercizi passati della società belga Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) e altre società minori (Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA, in Francia) e, nel 2012, dall'acquisizione avvenuta a gennaio del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) e Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV) che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio (€98 milioni). La CGU Mercato Europeo è costituita dalle attività di commercializzazione gas delle società acquisite e dalle attività di commercializzazione gas in Europa gestite direttamente e indirettamente dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA (area Nord Ovest Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dalle acquisizioni. In sede di verifica della tenuta del valore di libro, il management ha rilevato la svalutazione di €1.255 milioni del goodwill attribuito alla CGU Mercato Europeo considerando le ridotte prospettive di redditività e le modifiche strutturali che puntano a una maggiore ciclicità del business gas.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della proiezione dei flussi di cassa futuri delle due CGU riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e il tasso di crescita finale. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che, con particolare riguardo alla CGU Mercato Europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del business sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda penalizzata dal quadro economico recessivo e dalla forte pressione competitiva. La CGU Mercato Europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dalla continua flessione delle quotazioni spot del gas benchmark prevalente dei prezzi di vendita sul mercato europeo le cui proiezioni nel 2013 evidenziano spread aperti verso il costo del gas approvvigionato indicizzato al petrolio, nonché rischio regolatorio nel segmento retail a causa della crescente pressione da parte della autorità amministrative in vari Paesi dell'Eurozona. In considerazione di tali trend il management ha pianificato la rinegoziazione delle condizioni economiche e di flessibilità dei principali contratti di approvvigionamento. L'esito atteso di tali rinegoziazioni è incorporato nelle proiezioni economico-finanziarie del piano quadriennale adottato dal management per il business gas. Per la CGU Mercato Europeo, il management assume nel nuovo piano rispetto al precedente: (i) una riduzione media del 33% dei margini unitari previsti per le vendite rilevanti ai fini della valutazione della CGU in oggetto, con la riduzione a un terzo del margine unitario considerato nella perpetuity per la valutazione del valore terminale della CGU sulla base dell'assunzione dell'andamento ciclico del business; (ii) volumi di vendita a fine piano inferiori del 3%; (iii) tasso di attualizzazione leggermente più contenuto; (iv) per la determinazione del valore terminale tasso di crescita nominale di lungo periodo della perpetuity dell'ultimo anno pari a zero, invariato.

Il valore d'uso della CGU Mercato Europeo è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 7,3% che corrisponde al tasso pre-tax del 12% (nel 2011 il tasso di sconto post-tax del 7,5% corrispondeva al tasso pre-tax del 9,3%); per la CGU mercato Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 6,9% che corrisponde al tasso pre-tax del 14% (nel 2011 il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax del 13,1%).

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €549 milioni si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 32,3% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 32,3% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 8,2 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 13,2%. Il valore d'uso della CGU Mercato Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti business (industriali, termoelettrici e altri).

Inoltre, è stato svalutato il goodwill di attività minori del settore gas (consociata Tigáz in Ungheria, consociata Adriaplin in Slovenia e consociate argentine) per l'ammontare di €44 milioni in funzione delle ridotte prospettive di redditività dei mercati locali dovute ad aggiornamenti tariffari e altri fattori, nonché il goodwill del progetto Hewett nel Mare del Nord per i driver descritti in precedenza (€48 milioni).

Settore Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	315	316
Altre	19	19
	749	750

Il goodwill di €750 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. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill. Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio normalizzato. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax del 7,8% (8,5% nel 2011) che corrisponde al tasso pre-tax del 9,9% per la E&C Offshore e del 10,7% per la E&C Onshore (11,1% e 12,1% rispettivamente nel 2011). L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di €3.224 milioni rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 44% del risultato operativo; (ii) incremento di oltre 4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo. Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU E&C Onshore, compreso il goodwill allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU E&C Offshore.

Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un goodwill di €265 milioni, allo stato il management ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy (Congo) e First Calgary; (ii) nel settore Refining & Marketing (€160 milioni), il goodwill riguarda per €141 milioni reti di stazioni di servizio acquisite in esercizi recenti in Austria, Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia le cui prospettive di redditività sono rimaste invariate rispetto all'esercizio precedente e per €19 milioni ad attività marginali in Italia e nel Resto d'Europa.

17 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2011										
Partecipazioni in imprese controllate	256	8	(19)	35	(7)	(39)		4	(16)	222
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.735	93	(35)	376	(68)	(276)		45	(268)	2.602
Partecipazioni in imprese collegate	2.677	134	(34)	267	(31)	(138)		45	99	3.019
	5.668	235	(88)	678	(106)	(453)		94	(185)	5.843
31.12.2012										
Partecipazioni in imprese controllate	222	6	(11)	37	(4)	(36)	29	(2)	(26)	215
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.602	185	(1)	319	(78)	(265)	(473)	(23)	(19)	2.247
Partecipazioni in imprese collegate	3.019	139	(321)	170	(151)	(129)	(48)	(32)	(844)	1.803
	5.843	330	(333)	526	(233)	(430)	(492)	(57)	(889)	4.265

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €330 milioni riguardano la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd per €108 milioni impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto 13,6%) e le sottoscrizioni avvenute nel corso del terzo trimestre 2012 del capitale da parte di Snam SpA delle società GasBridge 1 BV e GasBridge 2 BV per complessivi €133 milioni. Le cessioni e rimborsi di €333 milioni riguardano per €294 milioni la cessione del 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA a Amorim Energia BV. Maggiori informazioni sulla cessione sono riportate nel commento delle altre variazioni.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Unión Fenosa Gas SA	152	148	50,00	149	108	50,00
- Galp Energia SGPS SA (*)	144	39	33,34	80	55	24,34
- United Gas Derivatives Co	49	44	33,33	68	60	33,33
- Blue Stream Pipeline Co BV	34	9	50,00	39	44	50,00
- Unimar Llc	32		50,00	38	78	50,00
- Eni BTC Ltd	28	34	100,00	30	31	100,00
- Supermetanol CA	17	25	34,51	18	15	34,51
- Saipon Snc	31		60,00	10		60,00
- PetroSucre SA	37		26,00	3		26,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	23	26	49,00			
- Altre	131	128		91	39	
	678	453		526	430	

(*) La società è stata valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla data di perdita del collegamento.

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	30	50,00	82	50,00
- Zagoryanska Petroleum BV			50	60,00
- Angola LNG Ltd			35	13,60
- Distribuidora de Gas del Centro SA			12	31,35
- Pokrovskoe Petroleum BV	9	30,00	8	30,00
- Artic Russia BV	7	60,00	7	60,00
- Enirepsa Gas Ltd	14	50,00	6	50,00
- Inversora de Gas del Centro SA			5	25,00
- PetroJunin SA			5	40,00
- South Stream Transport BV			5	20,00
- GreenStream BV	23	50,00	1	50,00
- CARDÓN IV SA	12	50,00		
- Altre	11		17	
	106		233	

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono dovute: (i) per la EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (€82 milioni) alle minori prospettive di recupero delle sinergie pagate all'atto dell'acquisizione; (ii) per la Zagoryanska Petroleum BV (€50 milioni) alla revisione del profilo riserve dell'asset detenuto dalla joint venture in Ucraina; (iii) per la Angola LNG Ltd (€35 milioni) dai costi di esplorazione e di pre-produzione non capitalizzabili; (iv) per la Distribuidora de Gas del Centro SA (€12 milioni) e Inversora de Gas del Centro SA (€5 milioni) alla difficoltà di adeguamento delle tariffe che rende pressoché nulli i flussi di cassa futuri.

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle imprese a controllo congiunto e collegate di €521 milioni è relativa al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo.

Le altre variazioni di €889 milioni comprendono: (i) la riclassifica per €1.669 milioni di Galp Energia SGPS SA alla voce Altre partecipazioni a seguito della perdita del collegamento per effetto della cessione del 5% del capitale sociale a Amorim Energia BV, che ha sancito l'uscita di Eni dal patto parasociale. L'operazione eseguita il 20 luglio 2012 ha riguardato 41,5 milioni di azioni, al prezzo di €14,25 per azione per un incasso complessivo di €582 milioni, alle quali corrisponde un valore di libro di €294 milioni. La partecipazione residua in Galp del 28,34% ha assunto natura finanziaria; (ii) in aumento, un provento straordinario di €835 milioni derivante dall'aumento di capitale di una controllata Galp, la Petrogal, sottoscritto da un socio terzo mediante apporto in denaro superiore al valore di libro della sua quota di interessenza acquisita.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2012 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2012" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate						
- Eni BTC Ltd	100	34.000.000	100,00	97	34.000.000	100,00
- Altre (*)	122			118		
	222			215		
Imprese a controllo congiunto						
- Unión Fenosa Gas SA	465	273.100	50,00	507	273.100	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	476	1.000	50,00	461	1.000	50,00
- Artic Russia BV	428	12.000	60,00	436	12.000	60,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	130	175.000	50,00	132	175.000	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	130	116.546.500	49,00	131	116.546.500	49,00
- GreenStream BV	128	100.000.000	50,00	125	100.000.000	50,00
- CARDÓN IV SA	74	6.455	50,00	73	6.455	50,00
- Unimar Llc	111	50	50,00	70	50	50,00
- Supermetanol CA	59	49.000	34,51	62	49.000	34,51
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	45	38.445.008	49,00	46	38.445.008	49,00
- Petromar Lda	23	1	70,00	42	1	70,00
- Est Reti Elettriche SpA (ex Est Più Società per Azioni)	30	2.940.000	70,00	12	1.221.500	70,00
- Saipon Snc	30	12.000	60,00	9	12.000	60,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	169	54.150.000	49,00			
- Toscana Energia SpA	159	70.304.854	48,08			
- Zagoryanska Petroleum BV	32	10.800	60,00		10.800	60,00
- Altre (*)	113			141		
	2.602			2.247		
Imprese collegate						
- Angola LNG Ltd	1.008	1.141.284.004	13,60	1.060	1.279.887.652	13,60
- PetroSucre SA	244	5.727.800	26,00	242	5.727.800	26,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	237	1	50,00	163	1	50,00
- United Gas Derivatives Co	102	950.000	33,33	106	950.000	33,33
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	1.933.662.121	20,00	68	1.933.662.121	20,00
- Rosetti Marino SpA	25	800.000	20,00	29	800.000	20,00
- Termica Milazzo Srl	26	9.296.400	40,00	23	9.296.400	40,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	31	50.303.329	31,35	14	50.303.329	31,35
- Galp Energia SGPS SA	1.103	276.472.161	33,34			
- ACAM Gas SpA	48	3.336.410	49,00			
- Gaz de Bordeaux SAS	26	257.576	34,00			
- Altre (*)	101			98		
	3.019			1.803		
	5.843			4.265		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

I valori contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di €275 milioni riferite a Unión Fenosa Gas SA per €195 milioni (goodwill) e a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per €80 milioni (€16 milioni goodwill).

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €176 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2011) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	100	102
Société Centrale Electricque du Congo SA		19
Southern Gas Constructors Ltd	11	10
Charville - Consultores e Serviços Lda	7	7
Altre	33	38
	151	176

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2011									
Imprese controllate	29	2			(1)	(27)	3	3	
Imprese collegate	10				(10)	13	13	21	8
Altre imprese	383	8			7	(15)	383	390	7
	422	10			(4)	(29)	399	414	15
31.12.2012									
Imprese controllate	3	12					15	16	1
Imprese collegate	13		(13)			12	12	12	
Altre imprese	383	49	(503)	2.528	(3)	2.604	5.058	5.059	1
	399	61	(516)	2.528	(3)	2.616	5.085	5.087	2

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate al fair value o al costo rettificato per perdite di valore se il fair value non è determinabile in modo attendibile.

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €61 milioni riguardano l'acquisizione del 15% del capitale della Novamont SpA per €35 milioni e del 5,2% del capitale della Genomatica Inc per €12 milioni, nonché la sottoscrizione dell'aumento del capitale della Servizi Fondo Bole Metano SpA per €12 milioni.

Le cessioni di €516 milioni riguardano per €358 milioni la cessione del 4% di Galp Energia SGPS SA mediante collocamento presso investitori istituzionali con un incasso di €381 milioni e una plusvalenza di €23 milioni (maggiori informazioni sono riportate al paragrafo successivo) e per €136 milioni la cessione della Interconnector (UK) Ltd.

La valutazione al fair value di €2.528 milioni riguarda la rilevazione iniziale e i successivi adeguamenti al prezzo di borsa delle partecipazioni in Snam SpA (€1.465 milioni) e in Galp Energia SGPS SA (€1.063 milioni) che per effetto rispettivamente della perdita del controllo nell'ambito della transazione con Cassa Depositi e Prestiti (v. anche nota n. 31 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili) e della cessazione del collegamento, hanno assunto natura di investimenti finanziari classificati nella voce Altre partecipazioni. La rilevazione iniziale corrisponde al prezzo di borsa osservato alla data di cessione del controllo/cessazione del collegamento avvenuto rispettivamente il 15 ottobre e il 20 luglio 2012 con imputazione a conto economico della rivalutazione rispetto ai valori di libro originari. Le variazioni dei prezzi di borsa delle due partecipate tra la rilevazione iniziale e la data di bilancio sono imputate tra le componenti dell'utile complessivo, ovvero, limitatamente alle azioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili, a conto economico in applicazione della fair value option, prevista dallo IAS 39, che è stata attivata per ridurre l'asimmetria contabile connessa con la rilevazione a fair value delle opzioni implicite nei debiti convertibili. In particolare: (i) la partecipazione residua in Snam alla data della perdita di controllo era di 683,9 milioni di azioni, corrispondenti al 20,23% del capitale sociale e con un valore di iscrizione iniziale di €2.394 milioni, determinato sulla base del prezzo di borsa di €3,5 per azione alla data di cessione del controllo e con iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €1.451 milioni nell'ambito delle discontinued operations. La fair value option ha riguardato 288,7 milioni di azioni a servizio di un prestito obbligazionario convertibile, emesso il 15 gennaio 2013, per le quali è stata rilevata una variazione positiva di fair value di €6 milioni nel conto economico delle continuing operations per effetto dell'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio; sul resto della partecipazione in Snam è stata rilevata, nelle altre componenti dell'utile complessivo, una variazione positiva del fair value di €8 milioni. Al 31 dicembre 2012 la partecipazione residua in Snam, pari al 20,23% del capitale sociale, è iscritta al fair value di €2.408 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €3,52 per azione; (ii) la partecipazione residua in Galp alla data della cessazione del collegamento di Eni era di 235 milioni di azioni, corrispondenti al 28,34% del capitale sociale di Galp e con un valore di iscrizione iniziale di €2.534 milioni, determinato sulla base del prezzo di borsa di €10,78 per azione alla data di perdita del collegamento e con iscrizione a conto economico di una rivalutazione di €865 milioni. Il 27 novembre 2012 sono state collocate a investitori istituzionali 33,2 milioni di azioni Galp pari al 4% del capitale della società, al prezzo di €11,48 per azione realizzando una plusvalenza di €23 milioni. La fair value option ha riguardato 66,3 milioni di azioni pari all'8% del capitale sociale Galp al servizio di un prestito obbligazionario convertibile emesso in concomitanza con la cessione del 4% di cui sopra. Al 31 dicembre 2012 la partecipazione residua in Galp di 201,84 milioni di azioni pari al 24,34% del capitale sociale è iscritta al fair value di €2.374 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €11,76 per azione. La valutazione al fair value della partecipazione Galp ha determinato la rilevazione a conto economico della variazione positiva di fair value riguardante le azioni al servizio del prestito convertibile (€65 milioni) e, relativamente al restante delle azioni, l'imputazione della variazione positiva del fair value tra le altre componenti dell'utile complessivo (€133 milioni). Le altre variazioni di €2.616 milioni comprendono la riclassifica da partecipazioni valutate al patrimonio netto di Galp Energia SGPS SA per €1.669 milioni e il valore di libro di Snam SpA ante valutazione al fair value di €943 milioni.

Il valore netto delle altre partecipazioni di €5.085 milioni (€399 milioni al 31 dicembre 2011) è riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate	3			15		
Imprese collegate	13			12		
Altre imprese:						
- Snam SpA				2.408	683.936.947	20,23
- Galp Energia SGPS SA				2.374	201.839.604	24,34
- Nigeria LNG Ltd	91	118.373	10,40	90	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	73	213.995.164	10,99	65	213.995.164	10,99
- Novamont SpA				35	3.530	15,00
- Interconnector (UK) Ltd	136	2.050.017	16,07			
- Altre (*)	83			86		
	383			5.058		
	399			5.085		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €18 milioni (€21 milioni al 31 dicembre 2011) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Co	16	14
Altre	5	4
	21	18

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate non consolidate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	2.393	5.655	6.165	1.604	5.032	3.223
Totale passività	2.279	3.085	3.144	1.497	2.827	1.429
Ricavi netti	86	3.011	6.347	97	2.971	1.889
Utile operativo	(2)	484	316	5	475	259
Utile dell'esercizio	41	299	234	39	237	170

Il totale attività e il totale passività relative alle imprese controllate non consolidate di €1.604 e €1.497 milioni (€2.393 e €2.279 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per €1.249 e €1.249 milioni (€2.027 milioni e €2.027 milioni al 31 dicembre 2011); l'ammontare residuo è riferito alle società non significative. Queste imprese sono escluse dall'area di consolidamento per le motivazioni indicate alla nota n. 1 - Criteri di redazione.

18 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.516	1.160
Titoli strumentali all'attività operativa	62	69
	1.578	1.229

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €30 milioni (€32 milioni al 31 dicembre 2011). I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.160 milioni (€1.516 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€567 milioni), Gas & Power (€429 milioni) e Refining & Marketing (€98 milioni), nonché crediti per leasing finanziario per €21 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2011). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per €642 milioni.

I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE.

Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo è di seguito indicato per anno di scadenza:

(€ milioni)	Scadenza		Totale
	Entro un anno	Da uno a cinque anni	
Credito residuo	26	21	47
Quota interessi		3	3
Valore nominale dei canoni futuri	26	24	50

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa - quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €999 milioni (€1.338 milioni al 31 dicembre 2011).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €624 milioni (€896 milioni al 31 dicembre 2011).

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.217 milioni. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,4% e il 3,3% (0,7% e il 3,1% al 31 dicembre 2011).

I titoli di €69 milioni (€62 milioni al 31 dicembre 2011) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €65 milioni da Stati sovrani e per €4 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti. L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati sovrani							
Tasso fisso							
Italia	20	21	21	da 3,75 a 4,75	dal 2013 al 2021	Baa2	BBB+
Slovenia	9	9	9	da 3,42 a 4,88	dal 2013 al 2014	Baa2	A-
Tasso variabile							
Italia	12	12	12		dal 2014 al 2016	Baa2	BBB+
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Francia	5	5	5		2014	Aa1	AA+
Spagna	10	9	9		dal 2014 al 2015	Baa3	BBB-
Slovacchia	2	2	2		2015	A2	A
Totale Stati sovrani	65	65	65				
Banca Europea per gli Investimenti	4	4	4		2018	Aaa	AAA
	69	69	69				

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a €12 milioni.

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

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

19 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.630 milioni (€4.045 milioni al 31 dicembre 2011).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Incrementi	Decrementi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
	5.514	1.642	(1.326)	(1.208)	(58)	349	4.913

I decrementi di €1.326 milioni comprendono la svalutazione di €1.030 milioni di attività per imposte anticipate iscritte dalla capogruppo Eni SpA e dalle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale. Il management ha valutato la probabilità di recupero di tali attività aggiornando le stime dei redditi imponibili futuri alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato e della perdita del controllo di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 29 - Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	16	113
- per interessi su crediti d'imposta	66	62
	82	175
- Amministrazioni finanziarie estere	72	118
	154	293
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	535	752
- altri	258	361
	793	1.113
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	714	429
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	33	2
Altre attività	2.531	2.563
	4.225	4.400

L'incremento dei crediti di imposta sul reddito di €97 milioni è riferito ad Eni SpA per €85 milioni e riguarda il beneficio di cui all'art. 2 comma 1 del DL n. 201/2011 che prevede la facoltà di chiedere il rimborso per i periodi d'imposta anteriori al 2012, delle maggiori imposte sui redditi IRES versate per effetto della mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato.

I crediti per attività di disinvestimento di €752 milioni (€535 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono: (i) il credito residuo di €236 milioni 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 2012 sono stati rimborsati €71 milioni attraverso tale modalità (\$92 milioni). Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi; (ii) la quota a lungo termine di €229 milioni del credito relativo alla cessione 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 implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione commerciale che è attesa entro giugno 2013. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti; (iii) la quota a lungo termine di €130 milioni del credito relativo alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di stato kazakha KazMunaiGas sulla base dell'accordo transattivo del dicembre 2011 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. L'accordo si è perfezionato il 28 giugno 2012. Il rimborso del credito è previsto in tre anni a partire da luglio 2012, in rate mensili e matura interessi a tassi di mercato. Nel secondo semestre 2012 sono stati rimborsati €41 milioni. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

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

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	277	948	219	235	868	284
Currency swap	16	197		29	714	645
	293	1.145	219	264	1.582	929
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	82	713	300	80	736	2
	82	713	300	80	736	2
Contratti su merci						
Over the counter	326	3.010	922	80	581	547
Future	2	120		5	147	4
Altri	11		116			
	339	3.130	1.038	85	728	551
	714	4.988	1.557	429	3.046	1.482

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €429 milioni (€714 milioni al 31 dicembre 2011) 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 valute, tassi di interesse e merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €2 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2011) è riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2013 è indicato alla nota n. 30 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2013 è indicato rispettivamente alle note n. 13 - Altre attività correnti e n. 25 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €21 e €60 milioni (rispettivamente €204 e €379 milioni al 31 dicembre 2011).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di €2.563 milioni (€2.531 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano per €2.367 milioni (€2.227 milioni al 31 dicembre 2011) le quantità di gas che, ancorchè non ritirate, hanno fatto sorgere in capo a Eni l'obbligo di corrispondere un anticipo del prezzo di contratto in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 22 - Debiti commerciali e altri debiti). La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. L'incremento di €140 milioni è dovuto ai volumi di competenza dell'esercizio per i quali è scattato l'obbligo di take-or-pay, parzialmente assorbito dagli effetti di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno comportato la riduzione degli obblighi minimi di prelievo. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay nel glossario). 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. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva su: i) i trend consolidati di sviluppo della domanda; ii) la progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni che riflette i benefici attesi dalle rinegoziazioni contrattuali in corso e pianificate e il rafforzamento della leadership in Europa; iii) i benefici attesi dalla riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo negli esercizi futuri e altre flessibilità operative (ad esempio cambio di delivery point e forniture di GNL in luogo di quelle via pipeline) derivanti dalle già concluse o previste rinegoziazioni dei contratti take-or-pay, compreso il mancato rinnovo di quelli in scadenza.

Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Banche	786	253
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.997	1.481
Altri finanziatori	676	489
	4.459	2.223

Il decremento di €2.236 milioni delle passività finanziarie a breve termine comprende rimborsi netti per €753 milioni e il deconsolidamento dei debiti finanziari del Gruppo Snam per cessione del controllo commentato alla nota n. 26 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine - Analisi dell'indebitamento finanziario netto. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.481 milioni (€2.997 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.357 milioni e Eni Finance International SA per €124 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Euro	2.896	219
Dollaro USA	1.430	1.815
Altre valute	133	189
	4.459	2.223

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dell'1,1% e del 1,5%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2011 e 2012.

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €1.241 e €10.932 milioni (rispettivamente €2.551 e €9.346 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

Al 31 dicembre 2012 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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

22 Debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Debiti commerciali	13.436	14.993
Acconti e anticipi	2.313	2.247
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.280	2.103
- altri debiti	4.883	4.238
	7.163	6.341
	22.912	23.581

L'incremento dei debiti commerciali di €1.557 milioni è riferito principalmente ai settori Gas & Power (€1.252 milioni), Exploration & Production (€374 milioni), Refining & Marketing (€306 milioni) e, in diminuzione, all'esclusione dall'area di consolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo (€446 milioni).

Gli acconti e anticipi di €2.247 milioni (€2.313 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano acconti per lavori in corso su ordinazione per €865 milioni, anticipi per lavori in corso su ordinazione per €814 milioni (rispettivamente €795 e €1.037 milioni al 31 dicembre 2011) e altri acconti e anticipi per €568 milioni (€481 milioni al 31 dicembre 2011). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.544	1.626
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	468	440
- altri	268	37
	2.280	2.103
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.356	2.375
- personale	589	372
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	269	223
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	137	243
- altri	1.532	1.025
	4.883	4.238
	7.163	6.341

Il decremento degli altri debiti di €822 milioni è riferito per €638 milioni al deconsolidamento per cessione del controllo del Gruppo Snam.

Gli altri debiti verso altri di €1.025 milioni (€1.532 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono il debito verso i fornitori di gas di €542 milioni (€719 milioni al 31 dicembre 2011) relativo all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto. Il decremento di €177 milioni dei debiti verso fornitori di gas riflette i benefici di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno ridotto gli obblighi minimi di prelievo nonché, in aumento, i volumi di gas in take-or-pay di competenza del 2012 al netto dei pagamenti eseguiti nell'anno. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - Altre attività non correnti.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

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.

23 Passività per imposte sul reddito correnti

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Imprese italiane	390	156
Imprese estere	1.702	1.466
	2.092	1.622

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

24 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Accise e imposte di consumo	1.049	1.286
Altre imposte e tasse	847	876
	1.896	2.162

25 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	1.668	888
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	121	32
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge		5
Altre passività	448	512
	2.237	1.437

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	448	3.979	8.076	180	7.531	1.291
Interest currency swap	6	116				
Altri	1		23	1	102	
	455	4.095	8.099	181	7.633	1.291
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	3		735	1		88
	3		735	1		88
Contratti su merci						
Over the counter	1.066	3.829	4.620	684	8.311	2.969
Future	63	418	173	11	382	43
Altri	81		548	11		2
	1.210	4.247	5.341	706	8.693	3.014
	1.668	8.342	14.175	888	16.326	4.393

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di €888 milioni (€1.668 milioni al 31 dicembre 2011) riguarda: (i) per €538 milioni (€1.587 milioni al 31 dicembre 2011) 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 su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €349 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2011) strumenti finanziari derivati di trading su merci posti in essere per la gestione attiva del margine economico nel settore Gas & Power e per attività di trading da parte di Eni Trading & Shipping SpA; (iii) per €1 milione (stesso ammontare al 31 dicembre 2011) derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €32 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2011) è riferito quasi esclusivamente al settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2013 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2013 è indicato rispettivamente alle note n. 30 - Altre passività non correnti e n. 20 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €341 e €271 milioni (rispettivamente €3.409 e €452 milioni al 31 dicembre 2011).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge di €5 milioni riguarda la valorizzazione di contratti di acquisto e vendita di greggi con prezzatura futura sul quale sono state effettuate nel corso del 2012 operazioni di copertura con contratti derivati.

Gli impegni di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge ammontano a €24 milioni e non ci sono impegni di acquisto.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €512 milioni (€448 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono gli anticipi di €142 milioni ricevuti dai clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito entro il prossimo esercizio.

Passività non correnti

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

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(€ milioni)

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza							Totale
	Scadenza	2011	2012	Scad. 2013	2014	2015	2016	2017	Oltre		
Banche	2013-2027	9.654	4.016	913	694	621	622	227	939	3.103	
Obbligazioni ordinarie	2013-2040	15.049	16.824	2.006	1.331	2.222	1.494	2.650	7.121	14.818	
Obbligazioni convertibili	2015		990			990				990	
Altri finanziatori	2013-2025	435	410	42	53	47	50	50	168	368	
		25.138	22.240	2.961	2.078	3.880	2.166	2.927	8.228	19.279	

Il decremento delle passività finanziarie a lungo termine di €2.898 milioni comprende assunzioni per €10.484 milioni, rimborsi di €3.784 milioni e il deconsolidamento dei debiti finanziari del Gruppo Snam per cessione del controllo commentato al paragrafo successivo Analisi dell'indebitamento finanziario netto.

I debiti verso banche di €4.016 milioni (€9.654 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per €5 milioni.

Gli altri finanziatori di €410 milioni (€435 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano per €31 milioni operazioni di leasing finanziario (€15 milioni al 31 dicembre 2011).

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 2011 e al 31 dicembre 2012 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €2.316 e a €1.994 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €16.824 milioni (€15.049 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €12.579 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €4.245 milioni.

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

Società emittente	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	63	1.563	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	46	1.546	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.500	10	1.510	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	69	1.319	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250		1.250	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.000	33	1.033	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	28	1.028	EUR		2018		3,500
Eni SpA	1.000	18	1.018	EUR		2020		4,000
Eni SpA	750	10	760	EUR		2019		3,750
Eni Finance International SA	551	12	563	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	370	9	379	EUR	2017	2032	3,750	5,600
Eni Finance International SA	361	2	363	YEN	2013	2037	1,150	2,810
Eni Finance International SA	193	4	197	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	34		34	USD		2013		variabile
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		variabile
	12.275	304	12.579					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	(2)	1.107	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	13	1.013	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	3	1.003	EUR		2015		variabile
Eni SpA	341	2	343	USD		2020		4,150
Eni SpA	265		265	USD		2040		5,700
Eni SpA	215	(1)	214	EUR		2017		variabile
Eni USA Inc	303	(3)	300	USD		2027		7,300
	4.233	12	4.245					
	16.508	316	16.824					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.051 milioni e riguardano Eni SpA per €2.865 milioni e Eni Finance International SA per €186 milioni. Nel corso del 2012 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.864 milioni, di cui Eni SpA per €1.793 milioni ed Eni Finance International SA per €71 milioni.

Le obbligazioni convertibili di €990 milioni riguardano l'emissione da parte di Eni SpA di un nuovo prestito obbligazionario del valore nominale di €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prestito ha come sottostante 66,3 milioni di azioni Galp, corrispondenti all'8% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €15,50 per azione che rappresenta un premio del 35% rispetto al valore di borsa alla data di collocamento. Il prestito obbligazionario è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39 (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 17 - Altre partecipazioni).

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2011 (€ milioni)	Tasso medio (%)	31.12.2012 (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	22.196	3,2	19.413	3,6
Dollaro USA	1.926	5,0	1.899	5,3
Lira sterlina	551	5,3	564	5,3
Yen giapponese	462	2,0	363	2,1
Altre valute	3	6,3	1	6,7
	25.138		22.240	

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.928 milioni (€3.201 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

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; di essi, circa €12,3 miliardi sono stati già collocati al 31 dicembre 2012. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €24.937 milioni (€27.103 milioni al 31 dicembre 2011) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Obbligazioni ordinarie	16.895	19.239
Obbligazioni convertibili		1.059
Banche	9.727	4.171
Altri finanziatori	481	468
	27.103	24.937

Il valore di mercato delle obbligazioni ordinarie e dei debiti finanziari verso banche e altri finanziatori è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,4% e il 3,3% (0,7% e il 3,1% al 31 dicembre 2011). Il valore di mercato delle obbligazioni convertibili è stato determinato sulla base della quotazione di mercato.

Al 31 dicembre 2012 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

Analisi dell'indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.500		1.500	7.765		7.765
B. Titoli disponibili per la vendita	37		37	34		34
C. Liquidità (A+B)	1.537		1.537	7.799		7.799
D. Crediti finanziari	28		28	1.153		1.153
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	786		786	253		253
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.601	8.053	9.654	913	3.103	4.016
G. Prestiti obbligazionari	397	14.652	15.049	2.006	15.808	17.814
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	503		503	403		403
I. Altre passività finanziarie a breve termine	3.170		3.170	1.567		1.567
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	38	397	435	42	368	410
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.495	23.102	29.597	5.184	19.279	24.463
N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D)	4.930	23.102	28.032	(3.768)	19.279	15.511

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €12.521 milioni comprende gli effetti relativi al deconsolidamento del debito del Gruppo Snam per la cessione del controllo (€12.448 milioni). Il Gruppo Snam si è rifinanziato con il sistema creditizio procedendo a rimborsare i finanziamenti intercompany. I titoli disponibili per la vendita di €34 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2011) 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 €270 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2011) relativi per €196 milioni (€220 milioni al 31 dicembre 2011) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di €1.153 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2011) sono non strumentali all'attività operativa e riguardano per €883 milioni la Cassa Depositi e Prestiti, di cui €879 milioni per il saldo del corrispettivo di €3.517 milioni a fronte della cessione di n. 1.013,6 milioni di azioni ordinarie di Snam SpA e per €4 milioni a fronte della quota interessi maturata. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €668 milioni (€630 milioni al 31 dicembre 2011), di cui €351 milioni (€345 milioni al 31 dicembre 2011) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e €280 milioni (€250 milioni al 31 dicembre 2011) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Variazione area di consolidamento	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	6.780		1.451	263	(300)	(4)	(14)	(378)	(391)	7.407
Fondo rischi ambientali	3.084	91		22	(195)	(24)		(140)	90	2.928
Fondo rischi per contenziosi	1.074	669			(247)	(173)	(1)	(72)	(9)	1.241
Fondo per imposte	344	91			(33)		(5)		(2)	395
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	343	136			(142)				6	343
Fondo esodi agevolati	163	24		22	(5)	(1)			(1)	202
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	172	30				(18)	(1)		11	194
Fondo per revisione prezzi di vendita	22	195			(29)	(3)	(1)		(6)	178
Fondo mutua assicurazione OIL	98	10				(1)		(1)		106
Fondo contratti onerosi	125	1			(71)				(1)	54
Fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali	60	27			(33)	(2)				52
Fondo approvvigionamento merci	28	24			(27)	(1)				24
Fondo a copertura delle quantità di gas non contabilizzate	54							(54)		
Altri fondi (*)	388	256		1	(117)	(28)	(1)	(28)	8	479
	12.735	1.554	1.451	308	(1.199)	(255)	(23)	(673)	(295)	13.603

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €7.407 milioni rappresenta la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (€7.026 milioni). La rilevazione iniziale e variazione di stima di €1.451 milioni sono dovute per €1.381 milioni alla revisione dei costi di abbandono del settore Exploration & Production, alla rilevazione di social project da parte di Eni SpA (€3 milioni) a fronte degli impegni assunti in particolare con la regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri. La variazione dell'area di consolidamento di €378 milioni è riferita al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo. Le altre variazioni di €391 milioni comprendono la riclassifica alle passività associate ad attività destinate alla vendita del fondo abbandono relativo ad asset destinati alla vendita del settore Exploration & Production (€361 milioni). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di €263 milioni è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,7% e il 9,4% (1,4% e 9,3% al 31 dicembre 2011). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale di circa trent'anni a partire dal 2017.

Il fondo rischi ambientali di €2.928 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, ovvero la stima dei costi delle opere e degli impianti di bonifica e ripristino delle aree di proprietà o in concessione di siti dismessi. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Syndial SpA per €2.423 milioni e al settore Refining & Marketing per €373 milioni. Gli accantonamenti di €91 milioni riguardano la Syndial SpA per €41 milioni e il settore Refining & Marketing per €38 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri di €195 milioni riguardano la Syndial SpA per €109 milioni e il settore Refining & Marketing per €67 milioni. La variazione dell'area di consolidamento di €140 milioni è riferita al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo. Le altre variazioni di €90 milioni comprendono gli effetti economici relativi alle discontinued operations (€69 milioni).

Il fondo rischi per contenziosi di €1.241 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali, procedimenti arbitrali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Gas & Power per €661 milioni e nella Syndial SpA per €294 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri rispettivamente di €669 e €247 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power e sono relativi alla revisione del prezzo di alcuni contratti di acquisto e vendita gas a lungo termine anche in base alla definizione di lodi arbitrali. Gli utilizzi per esuberanza di €173 milioni riguardano principalmente il settore Gas & Power per effetto di minori oneri di revisione prezzo relativi ad alcuni contratti di acquisto gas a lungo termine. La variazione dell'area di consolidamento di €72 milioni è riferita al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo.

Il fondo per imposte di €395 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€322 milioni) e nel settore Ingegneria & Costruzioni (€44 milioni).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €343 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia

di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €124 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo esodi agevolati di €202 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito della procedura di collocamento in mobilità del personale italiano nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 e delle ulteriori disposizioni previste dalla Legge n. 228/2012.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di €194 milioni accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo mutua assicurazione Oil di €106 milioni accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

Il fondo per contratti onerosi di €54 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso e accoglie in particolare le perdite attese da un progetto di rigassificazione negli Stati Uniti.

Il fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali di €52 milioni è riferito al settore Ingegneria & Costruzioni.

Il fondo approvvigionamento merci di €24 milioni accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA.

28 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
TFR	394	294
Piani pensione esteri	334	400
Fisde e altri piani medici esteri	104	99
Altri fondi per benefici ai dipendenti	207	189
	1.039	982

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
		Piani pensione esteri	Attività al servizio dei piani			
2011						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	433	1.109	(468)	120	206	1.400
Costo corrente		41		2	53	96
Oneri finanziari	20	39		6	4	69
Modifiche al piano		6				6
Rendimento delle attività al servizio del piano			(17)			(17)
Contributi versati			(36)			(36)
Utili/perdite attuariali	(13)	(24)	(7)	3		(41)
Benefici pagati	(50)	(26)	15	(12)	(55)	(128)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(35)	(57)	(1)	(1)	(93)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	391	1.110	(570)	118	207	1.256
2012						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	391	1.110	(570)	118	207	1.256
Costo corrente		43		1	53	97
Oneri finanziari	15	41		5	5	66
Rendimento delle attività al servizio del piano			(22)			(22)
Contributi versati			(27)			(27)
Utili/perdite attuariali	63	63	(2)	22	(2)	144
Benefici pagati	(34)	(35)	20	(7)	(47)	(103)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(3)				(3)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(81)	74	(18)	(4)	(27)	(56)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	354	1.293	(619)	135	189	1.352

Le differenze di cambio da conversione e altre variazioni negative per €56 milioni comprendono il deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo per €113 milioni.

Gli altri benefici di €189 milioni (€207 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per €107 milioni (€118 milioni al 31 dicembre 2011), i premi di anzianità per €56 milioni (€61 milioni al 31 dicembre 2011) e il piano di incentivazione di lungo termine per €11 milioni (€7 milioni al 31 dicembre 2011).

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

(€ milioni)	TFR		Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			877	1.009				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(570)	(619)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			307	390				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	391	354	233	284	118	135	207	189
Utili (perdite) attuariali non rilevati	3	(60)	(139)	(212)	(11)	(34)		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate			(67)	(62)	(3)	(2)		
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	394	294	334	400	104	99	207	189

La passività netta relativa ai piani pensione esteri di €400 milioni (€334 milioni al 31 dicembre 2011) comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €149 e €182 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2012; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi delle continuing operations relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2011					
Costo corrente		41	2	48	91
Oneri finanziari	16	39	6	4	65
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(17)			(17)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8		(1)	7
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		2			2
	16	73	8	51	148
2012					
Costo corrente		43	1	53	97
Oneri finanziari	15	41	5	5	66
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(22)			(22)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		11	1	(2)	10
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		(3)			(3)
	15	70	7	56	148

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2011				
Tasso di sconto	4,8	2,6-15,5	4,8	3,6-4,8
Tasso medio ponderato di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,2-12,3		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-12,3		
Tasso d'inflazione	2,0	0,1-13,8	2,0	2,0
2012				
Tasso di sconto	3,0	1,9-15,5	3,0	1,2-3,0
Tasso medio ponderato di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		2,9-10,6		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,5-13,8	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.

Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	11,3	4,5-13,0
Obbligazioni	56,4	1,5-11,0
Attività immobiliari	4,7	5,2-5,7
Altro	27,6	0,5-10,0
Totale	100,0	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2011).

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	19	(16)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €114 milioni, di cui €66 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(€ milioni)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2008				
Effetto sull'obbligazione	7	15	3	1
Effetto sulle attività al servizio del piano		(62)		
2009				
Effetto sull'obbligazione	(7)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		(16)		
2010				
Effetto sull'obbligazione	(1)	(31)	1	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		
2011				
Effetto sull'obbligazione	3	(21)	2	
Effetto sulle attività al servizio del piano		10		
2012				
Effetto sull'obbligazione	3	16	(3)	(5)
Effetto sulle attività al servizio del piano		(2)		

Il valore attuale dell'obbligazione relativa a piani per benefici ai dipendenti e il fair value delle attività a copertura dei piani sono di seguito indicati:

(€ milioni)	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2012
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	443	447	433	391	354
Piani pensione esteri	802	1.146	1.109	1.110	1.293
FISDE e altri piani medici esteri	94	115	120	118	135
Altri	168	188	206	207	189
	1.507	1.896	1.868	1.826	1.971
Fair value dell'attività					
Attività al servizio dei piani pensione esteri	(453)	(500)	(468)	(570)	(619)
	(453)	(500)	(468)	(570)	(619)
Valore attuale dell'obbligazione netta					
TFR	443	447	433	391	354
Piani pensione esteri	349	646	641	540	674
FISDE e altri piani medici esteri	94	115	120	118	135
Altri	168	188	206	207	189
	1.054	1.396	1.400	1.256	1.352

29 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.630 milioni (€4.045 milioni al 31 dicembre 2011).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
	7.120	1.656	(1.105)	(67)	(1.270)	406	6.740

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Passività per imposte differite	11.165	10.370
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.045)	(3.630)
	7.120	6.740
Attività per imposte anticipate non compensabili	(5.514)	(4.913)
	1.606	1.827

Le passività nette per imposte differite di €6.740 milioni (€7.120 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (€9 milioni di imposte anticipate).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Variazione area di consolidamento	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
Imposte sul reddito differite:							
- ammortamenti eccedenti	7.225	1.116	(172)	(58)	(668)	(37)	7.406
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.306	84	(191)	(21)	(17)		1.161
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	444	178	(29)	11	(18)	(49)	537
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	213	7	(68)		(66)	3	89
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	158		(11)		(120)	(3)	24
- altre	1.819	271	(634)	1	(381)	77	1.153
	11.165	1.656	(1.105)	(67)	(1.270)	(9)	10.370
Imposte sul reddito anticipate - Lordo:							
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.979)	(320)	67	4	106	(31)	(2.153)
- ammortamenti non deducibili	(2.033)	(336)	27	36	66	222	(2.018)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.796)	(714)	538		102	(14)	(1.884)
- utili infragruppo	(777)	(135)	178	4	33	4	(693)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(621)				617	3	(1)
- perdite fiscali portate a nuovo	(600)	(799)	273	10	11	(2)	(1.107)
- altre	(2.286)	(520)	262	15	284	(69)	(2.314)
	(10.092)	(2.824)	1.345	69	1.219	113	(10.170)
Fondo svalutazione imposte sul reddito anticipate	533	1.182	(19)	(11)	(11)	(47)	1.627
Imposte sul reddito anticipate nette	(9.559)	(1.642)	1.326	58	1.208	66	(8.543)
Passività nette per imposte differite	1.606	14	221	(9)	(62)	57	1.827

Secondo la normativa fiscale italiana, così come modificata dall'art. 23 del Decreto Legge n. 98/2011, le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde a un'aliquota media del 25,2% per le imprese italiane, che tiene conto delle diverse normative applicabili per le imprese del settore energia e per le imprese rientranti nel consolidato fiscale e ad un'aliquota media del 34,2% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €3.222 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €3.171 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a imprese italiane per €1.596 milioni e a imprese estere per €1.626 milioni. Le perdite fiscali di cui è probabile l'utilizzo ammontano a €2.739 milioni e sono riferite a imprese italiane per €1.503 milioni e a imprese estere per €1.236 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €379 e €423 milioni.

30 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	591	271
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	37	13
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria		1
Altri debiti	70	57
Altre passività	2.202	1.635
	2.900	1.977

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

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

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	1		3	42	2.055	420
Altri				1	3	
	1		3	43	2.058	420
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	255	50	4.136	65		530
	255	50	4.136	65		530
Contratti su merci						
Over the counter	310	3.760	416	89	405	952
Future	3	14		1	66	9
Altri	22		126	13		33
	335	3.774	542	103	471	994
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili				60		
	591	3.824	4.681	271	2.529	1.944

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €271 milioni (€591 milioni al 31 dicembre 2011) riguarda: (i) per €198 milioni (€577 milioni al 31 dicembre 2011) 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 su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €60 milioni la componente opzionale implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 26 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine); (iii) per €13 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2011) derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €13 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2011) è riferito al settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e merci descritte alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2013 è indicato alla nota n. 20 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2013 è indicato rispettivamente alle note n. 25 - Altre passività correnti e n. 13 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €24 e €223 milioni (rispettivamente €340 e €310 milioni al 31 dicembre 2011).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €1.635 milioni (€2.202 milioni al 31 dicembre 2011) comprendono gli anticipi di €968 milioni (€1.061 milioni al 31 dicembre 2011) incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica e gli anticipi di €380 milioni (€299 milioni al 31 dicembre 2011) 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 il prossimo esercizio.

31 Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Snam

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione al Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. La cessione ha dato attuazione alla Legge italiana 27/2012 sulle Liberalizzazioni che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni e disposto l'uscita completa di Eni dal capitale di Snam senza prevedere limiti temporali a questo proposito. L'operazione con CDP ha riguardato n. 1.013.619.522 azioni ordinarie di Snam al prezzo unitario di €3,47 per il corrispettivo totale di €3.517 milioni che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €2.019 milioni. Il deconsolidamento di Snam, che aveva già rimborsato quasi per intero i finanziamenti intercompany prima della transazione, ha comportato la riduzione dei debiti finanziari per €12.448 milioni. Considerata la vendita di un pacchetto di azioni Snam del 5% eseguita il 18 luglio 2012 con investitori istituzionali, la partecipazione residua in Snam successiva alla "transaction date" con CDP è pari al 20,23% del capitale sociale. Tale partecipazione residua, ha natura di investimento finanziario anche in considerazione della sterilizzazione dei diritti di voto prevista dalle disposizioni del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 25 maggio 2012 attuativo della L. 27/2012 (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 17 - Altre Partecipazioni). Snam e le sue controllate gestiscono le attività regolate del trasporto del gas a mezzo di grandi dorsali, distribuzione mediante reti locali alle utenze del settore residenziale, commercio e piccola industria, servizio di rigassificazione del GNL e servizi di stoccaggio del gas in giacimenti semiesauriti per finalità strategiche e di modulazione. Trattandosi di una "major line of business", il management ha rappresentato i risultati di Snam e delle sue controllate come discontinued operations.

Con riferimento alla rappresentazione delle discontinued operations prevista dai principi contabili internazionali (IFRS 5), il Gruppo Snam è stato escluso dall'area di consolidamento dalla data di perdita del controllo e, pertanto, i valori economici rappresentati come discontinued operations tengono conto dell'elisione dei rapporti intercompany. Ai fini della rappresentazione: (i) nello schema di conto economico, i risultati economici relativi alle discontinued operations, comprensivi della plusvalenza da cessione e da rivalutazione al fair value alla data di perdita del controllo e al netto degli effetti fiscali, sono rilevati in un'apposita voce indicata prima dell'utile netto del periodo; (ii) nello schema di rendiconto finanziario, il flusso di cassa netto da attività operativa afferente alle discontinued operations è stato separatamente evidenziato.

Per i dati di conto economico e per quelli relativi ai flussi di cassa della discontinued operations sono forniti i corrispondenti dati comparativi.

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

(€ milioni)	2010	2011	2012	
Totale ricavi	1.895	1.906	1.886	
Costi operativi	1.266	1.274	998	
Utile operativo	629	632	888	
Proventi (oneri) finanziari	22	17	(51)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	44	48	3.508	
Utile ante imposte	695	697	4.345	
Imposte sul reddito	(576)	(771)	(613)	
Risultato netto	119	(74)	3.732	
- di cui azionisti Eni	66	(42)	3.590	
- di cui interessenze di terzi	53	(32)	142	
Risultato netto per azione	0,02	(0,01)	0,99	
Flusso di cassa netto da attività operativa	(ammontari in € per azione)	554	619	15
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.411)	(1.516)	(1.004)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(356)	(356)	11.172	
Investimenti tecnici	1.420	1.529	756	

I proventi (oneri) su partecipazioni di €3.508 milioni comprendono la plusvalenza da cessione al Gruppo Cassa Depositi e Prestiti di €2.019 milioni e la rivalutazione iniziale al prezzo di borsa osservato alla data di perdita del controllo di €1.451 milioni.

Le imposte sul reddito di €613 milioni comprendono l'effetto fiscale sulla plusvalenza da cessione al Gruppo Cassa Depositi e Prestiti di €27 milioni e sulla rivalutazione iniziale al prezzo di borsa osservato alla data di perdita del controllo di €18 milioni.

I risultati di Snam in ottica "discontinued operations" non sono rappresentativi della Snam come entità indipendente perché l'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni sono inclusi nelle continuing operations in base al principio contabile IFRS 5. Maggiori informazioni sulla transazione sono indicate nel Documento Informativo redatto ai sensi del regolamento Consob n. 17221/2010 e dell'art. 71 del Regolamento Emittenti, disponibile sul sito internet eni.com.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel 2012, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €516 e €361 milioni, riguardano essenzialmente asset non strategici del settore Exploration & Production (rispettivamente, €434 e €361 milioni) e la partecipazione del settore Refining & Marketing Super Octanos SA (€52 milioni).

32 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle Interessenze di terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

(€ milioni)	Utile netto		Patrimonio netto	
	2011	2012	31.12.2011	31.12.2012
Saipem SpA	552	627	2.802	3.232
Snam SpA	385	356	1.730	
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(6)	(55)	123	65
Tigáz Zrt		(47)	74	33
Altre	12	4	192	184
	943	885	4.921	3.514

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.753	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	49	(16)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(8)	144
Altre riserve	1.421	292
Riserva per differenze cambio da conversione	1.539	943
Azioni proprie	(6.753)	(201)
Utili relativi a esercizi precedenti	42.531	41.040
Acconto sul dividendo	(1.884)	(1.956)
Utile dell'esercizio	6.860	7.788
	55.472	59.199

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2012, 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 (n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di €1 al 31 dicembre 2011).

L'8 maggio 2012 l'Assemblea Ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,52 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di €0,52 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 24 maggio 2012, con stacco cedola fissato al 21 maggio 2012. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2011 ammonta perciò a €1,04.

Il 16 luglio 2012 l'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti Eni ha deliberato: (i) l'eliminazione dell'indicazione del valore nominale di tutte le azioni ordinarie rappresentative del capitale sociale; (ii) l'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie prive del valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale, e procedendo alla riduzione della "Riserva per acquisto azioni proprie" per l'importo di €6.551 milioni, pari al valore di carico delle azioni annullate; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo di n. 363.000.000 di azioni ordinarie Eni e fino all'ammontare complessivo di €6.000 milioni; (iv) l'imputazione ad una specifica riserva destinata all'acquisto di azioni proprie dell'importo complessivo di €6.000 milioni, formata utilizzando per pari ammontare riserve di bilancio disponibili.

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 per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di €6.201 milioni (€6.753 milioni al 31 dicembre 2011) comprende le azioni proprie acquistate. La variazione della riserva è dovuta alle deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti descritte alla voce Capitale sociale.

Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale e riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

[€ milioni]	Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2010	(3)		(3)	(275)	101	(174)	(278)	101	(177)
Variazione dell'esercizio 2011	(6)	1	(5)	76	(7)	69	70	(6)	64
Utilizzo a conto economico				276	(122)	154	276	(122)	154
Riserva al 31 dicembre 2011	(9)	1	(8)	77	(28)	49	68	(27)	41
Variazione dell'esercizio 2012	157	(5)	152	(24)	9	(15)	133	4	137
Utilizzo a conto economico				(78)	28	(50)	(78)	28	(50)
Riserva al 31 dicembre 2012	148	(4)	144	(25)	9	(16)	123	5	128

Le riserve relative agli strumenti finanziari disponibili per la vendita di €144 milioni al netto dell'effetto fiscale sono riferite alla valutazione al fair value di partecipazioni per €138 milioni (Galp Energia SGPS SA per €130 milioni e Snam SpA per €8 milioni) e di titoli per €6 milioni.

Altre riserve

Le altre riserve di €292 milioni (€1.421 milioni al 31 dicembre 2011) 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 2011);
- per €157 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2011);
- 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 (€11 milioni al 31 dicembre 2011);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,86% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (negative per €119 milioni al 31 dicembre 2011);
- negative per €7 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negative per €15 milioni al 31 dicembre 2011);
- altre causali per €1 milione.

A seguito del deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo, sono state riclassificate a utili relativi a esercizi precedenti le altre riserve determinatesi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA a Snam SpA e della cessione di azioni proprie Snam SpA a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (€1.140 milioni).

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €201 milioni (€6.753 milioni al 31 dicembre 2011) e sono rappresentate da n. 11.388.287 azioni ordinarie Eni (n. 382.654.833 al 31 dicembre 2011) detenute dalla stessa Eni SpA. Il decremento di n. 371.266.546 azioni è dovuto all'annullamento di n. 371.173.546 azioni, in esecuzione alle deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti descritte alla voce Capitale sociale e alla cessione di n. 93.000 azioni a seguito dell'esercizio di diritti di opzione da parte dei dirigenti Eni beneficiari dei piani di incentivazione di lungo termine basato su stock option. Le azioni proprie per €161 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2011), rappresentate da n. 8.259.520 azioni ordinarie (n. 11.873.205 azioni ordinarie al 31 dicembre 2011), sono al servizio dei piani di stock option 2005¹⁸ e 2007-2008¹⁹.

Il decremento di n. 3.613.685 azioni si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2011	11.873.205
- diritti esercitati	(93.000)
- diritti decaduti	(3.520.685)
	(3.613.685)
Numero azioni al 31 dicembre 2012	8.259.520

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota n. 36 - Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di €1.956 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione deliberato il 20 settembre 2012 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 27 settembre 2012.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2012 comprende riserve distribuibili per circa €48.200 milioni.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2011	2012	31.12.2011	31.12.2012
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.213	9.078	35.255	40.577
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.972	258	24.355	21.663
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(320)	(2.683)	4.400	1.503
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(248)	1.222	(673)	739
- eliminazione di utili infragruppo	115	638	(4.291)	(2.652)
- imposte sul reddito differite e anticipate	71	160	1.337	873
- altre rettifiche			10	10
	7.803	8.673	60.393	62.713
Interessenze di terzi	(943)	(885)	(4.921)	(3.514)
Come da bilancio consolidato	6.860	7.788	55.472	59.199

33 Altre informazioni

Principali acquisizioni

Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV

Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV (incorporata da Eni Gas & Power NV) che commercializza gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e business in Belgio e del 100% di Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV) che possiede terreni e licenze per la costruzione di una centrale elettrica. L'allocazione del valore complessivo di €214 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

[18] Le assegnazioni 2002, 2003 e 2004 del piano sono giunte a scadenza rispettivamente il 31 luglio 2010, il 31 luglio 2011 e il 29 luglio 2012.

[19] L'assegnazione 2006 del piano è giunta a scadenza il 27 luglio 2012.

Di seguito i valori di bilancio ante e post allocazione del prezzo di acquisto.

(€ milioni)	Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	206	206
Attività materiali	7	7
Attività immateriali	5	49
Goodwill	5	98
Altre attività non correnti	25	25
Attività acquisite	248	385
Passività correnti	150	150
Passività nette per imposte differite		15
Fondi per rischi e oneri	4	4
Altre passività non correnti	2	2
Passività acquisite	156	171
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	92	214

Di seguito i ricavi della gestione caratteristica e l'utile netto dell'esercizio 2011.

(€ milioni)	Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV	
	2011	
Ricavi della gestione caratteristica	741	
Utile netto	11	

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2010	2011	2012
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	409		108
Attività non correnti	316	122	171
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	13		46
Passività correnti e non correnti	(457)	(4)	(99)
Effetto netto degli investimenti	281	118	226
Interessenza di terzi	(7)	(3)	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(76)		
Totale prezzo di acquisto	198	115	226
a dedurre:			
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(55)		(48)
Flusso di cassa degli investimenti	143	115	178
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	82	618	2.112
Attività non correnti	855	136	18.740
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(267)	257	(12.443)
Passività correnti e non correnti	(302)	(662)	(4.123)
Effetto netto dei disinvestimenti	368	349	4.286
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(149)		(943)
Plusvalenza per disinvestimenti	309	727	2.021
Interessenze di terzi	(46)	(5)	(1.840)
Totale prezzo di vendita	482	1.071	3.524
a dedurre:			
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(267)	(65)	(3)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	215	1.006	3.521

34 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		10.953	10.953		11.350	11.350
Imprese controllate non consolidate		164	164		161	161
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.159	1.135	7.294	6.208	892	7.100
Altri	1	269	270	2	289	291
	6.160	12.521	18.681	6.210	12.692	18.902

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di €11.350 milioni (€10.953 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €7.511 milioni (€7.396 milioni al 31 dicembre 2011), di cui €5.491 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€5.065 milioni al 31 dicembre 2011); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.370 milioni (€1.097 milioni al 31 dicembre 2011); (iii) rischi assicurativi per €298 milioni che Eni ha riassicurato (€319 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €11.266 milioni (€10.577 milioni al 31 dicembre 2011).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €161 milioni (€164 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €154 milioni (€157 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €34 milioni (€45 milioni al 31 dicembre 2011).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di €7.100 milioni (€7.294 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (€6.074 milioni al 31 dicembre 2011) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €828 milioni (€1.051 milioni al 31 dicembre 2011), di cui €657 milioni relativi al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (€669 milioni al 31 dicembre 2011); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €91 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €456 milioni (€810 milioni al 31 dicembre 2011).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €291 milioni (€270 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione (€227 milioni). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €159 milioni (€224 milioni al 31 dicembre 2011); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per €10 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €278 milioni (€252 milioni al 31 dicembre 2011).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Impegni	15.992	16.247
Rischi	2.165	431
	18.157	16.678

Gli impegni di €16.247 milioni (€15.992 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.260 milioni (€9.710 milioni al 31 dicembre 2011). L'incremento di €1.550 milioni è dovuto principalmente all'approvazione ufficiale del piano di sviluppo e degli investimenti futuri per Karachaganak a seguito del perfezionamento del Settlement Agreement; (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno contrattuale è stimato in €2.613 milioni (€3.267 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €1.167 milioni (€1.252 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella

tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo “Rischio di liquidità”; (iv) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron LNG Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in €946 milioni (€1.274 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo “Rischio di liquidità”; (v) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €139 milioni (€142 milioni al 31 dicembre 2011); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo “Rischio di liquidità”; (vi) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc per il contratto di trasporto gas dal terminale di Cameron (USA) alla rete americana. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €100 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo “Rischio di liquidità”. I rischi di €431 milioni (€2.165 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €123 milioni (€1.867 milioni al 31 dicembre 2011). Il decremento di €1.744 milioni è dovuto per €1.714 milioni al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo; (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €308 milioni (€298 milioni al 31 dicembre 2011).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. L'impegno massimo quantificabile al 31 dicembre 2012 è di \$800 milioni corrispondente al valore massimo in quota Eni della penale contrattualmente prevista nel caso di risoluzione unilaterale anticipata del contratto di fornitura. Eni ha sostituito la garanzia nel corso del mese di marzo 2013 a seguito delle rinegoziazioni dei termini della fornitura. In particolare è venuta meno la clausola di risoluzione unilaterale anticipata con la quantificazione della penale precedentemente prevista, conseguentemente il valore della garanzia non è più determinabile dovendo essere determinata in caso di inadempimento secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni pari a circa \$11 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

Premessa

I principali rischi d'impresa identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) i rischi finanziari, connessi in particolare al rischio di mercato, che deriva dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, al rischio di credito, derivante dalla possibilità di default di una controparte e al rischio liquidità, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (ii) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (iii) i rischi connessi all'evoluzione della normativa di riferimento; (iv) i rischi operativi (tra cui in particolare i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli connessi in materia HSE); (v) i rischi strategici, tra cui, in particolare, quello relativo al contesto competitivo nel settore della commercializzazione del gas e quelli connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

Nel 2012, Eni ha emanato la MSG “Risk Management Integrato” (RMI), con la finalità di fornire i principi di riferimento da attuare in tema di gestione integrata dei rischi, nonché di regolare ciascuna fase e attività del processo RMI, individuando i ruoli e le responsabilità dei principali attori in esso coinvolti (per ulteriori informazioni si fa rinvio al capitolo “Risk Management” della Relazione sulla gestione).

Rischi finanziari

Sono tali i rischi connessi a mercato, credito e liquidità.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari (“Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari”). La parte fondamentale di tale “policy” è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Trading per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi.

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 Guida” 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, Eni Finance USA e Banque Eni, 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 e su certificati di emission

trading. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International 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 di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity di natura commerciale è trasferito dalle singole unità di business (divisioni/società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). 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. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti oggetto di contrattualizzazione a data futura con elevata probabilità di accadimento (cd. hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari che modificano il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici gestiti dalle business unit, con l'obiettivo di migliorare il margine economico associato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

In aggiunta, i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale, o di tipo non asset based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" 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, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, 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, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. 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 Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio 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, con riferimento all'esposizione di natura commerciale, e in termini di VaR e di Stop Loss, con riferimento all'esposizione originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da 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 proprietario), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Le tre 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 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 impatti: sul risultato economico individuale 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 Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla 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'accenramento 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 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 prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (future) 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 o energia elettrica. 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 business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno. La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2012 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (il VaR commodity viene calcolato in euro a seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011).

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

(€ milioni)	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse	5,34	1,07	2,65	2,92	8,69	1,41	3,13	1,88
Tasso di cambio	0,85	0,15	0,44	0,34	1,31	0,12	0,44	0,19

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

(\$ milioni) ⁽¹⁾	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area oil, prodotti ⁽²⁾	44,28	9,05	25,60	9,05	35,70	5,66	18,02	10,88
Area Gas & Power ⁽³⁾	77,83	24,57	44,77	51,41	67,41	30,89	44,39	31,35

(1) A seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011, a partire dall'esercizio 2012 il VaR commodity, precedentemente espresso in dollari, viene calcolato in euro. Per esigenza di confrontabilità, i valori di VaR relativi al 2011 sono stati convertiti al tasso di cambio medio BCE rilevato sullo stesso periodo.

(2) I valori relativi al VaR dell'Area oil prodotti comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizioni a rischio provenienti dalla Divisione Refining & Marketing), Versalis (ex Polimeri Europa), Eni Trading & Shipping.

(3) I valori relativi al VaR dell'Area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizioni a rischio provenienti dalla Divisione Gas & Power) e Tigáz Zrt.

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 accentrata 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, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" 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 dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni 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. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione e la selettività delle controparti finanziarie.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni mantiene l'accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni negli spread applicati.

Le attività poste in essere al fine di conseguire gli obiettivi per il 2012 del "Piano Finanziario" hanno consentito di affrontare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. La minimizzazione del rischio di liquidità rappresenta una direttrice strategica del prossimo Piano Finanziario quadriennale.

In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi tre bond, riservati agli investitori istituzionali, per un ammontare complessivo di €1,82 miliardi, tutti a tasso fisso e con maturity media di 8 anni. A novembre, nell'ambito del processo di dismissione della partecipazione in Galp, è stato altresì emesso un bond convertibile in azioni di detta società di €1,028 miliardi a tasso fisso, con durata triennale.

Le policy sono state orientate a perseguire i seguenti obiettivi: (a) garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e il rimborso dei debiti a medio-lungo in scadenza; (b) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (c) perseguire il mantenimento di una condizione di equilibrio in termini di durata e di composizione del debito; (d) contribuire al mantenimento dell'elevato stock di liquidità riveniente dalle dismissioni avvenute nel corso dell'esercizio, in particolare di Snam. Lo stock di liquidità sarà commisurato in modo da: (i) ridurre il rischio di rifinanziamento a un anno, rendendo Eni finanziariamente indipendente anche nel caso di scenari di mercato negativi; (ii) incrementare la riserva di liquidità per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari; (iii) modulare la struttura finanziaria in modo da elevarne la flessibilità in un contesto ancora precario e incerto, analogamente alle strategie dei peers, anche al fine di migliorarne l'apprezzamento ai fini del rating. Lo stock di cassa disponibile sarà impiegato essenzialmente a breve termine, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito e di attivi finanziari, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Al 31 dicembre 2012, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.173 milioni, di cui €1.241 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.928 milioni, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle 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; di essi, circa €12,3 miliardi sono stati collocati al 31 dicembre 2012. Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo. Il rating Eni è legato al rating sovrano dell'Italia, oltre che a un peggioramento del contesto macroeconomico internazionale, con particolare riferimento alla tenuta della moneta unica europea. A tal proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade potenziale del rating sovrano italiano potrebbe ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni, rendendo più probabile un declassamento del rating della Società e quindi anche delle obbligazioni o di altri strumenti di debito emessi dalla Società. 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 comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nelle tavole 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 tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
31.12.2011							
Passività finanziarie a lungo termine	1.635	3.010	5.076	2.936	2.840	9.378	24.875
Passività finanziarie a breve termine	4.459						4.459
Passività per strumenti derivati	1.789	303	74	87	52	112	2.417
	7.883	3.313	5.150	3.023	2.892	9.490	31.751
Interessi su debiti finanziari	832	761	664	553	485	1.595	4.890
Garanzie finanziarie	576						576

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
31.12.2012							
Passività finanziarie a lungo termine	2.555	2.090	3.941	2.180	2.956	8.275	21.997
Passività finanziarie a breve termine	2.223						2.223
Passività per strumenti derivati	925	132	89	2	11	50	1.209
	5.703	2.222	4.030	2.182	2.967	8.325	25.429
Interessi su debiti finanziari	840	725	622	550	465	1.491	4.693
Garanzie finanziarie	212						212

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2012	2013-2016	Oltre	Totale
31.12.2011				
Debiti commerciali		13.436		13.436
Altri debiti e anticipi		9.476	32	9.546
		22.912	32	22.982

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2013	2014-2017	Oltre	Totale
31.12.2012				
Debiti commerciali		14.993		14.993
Altri debiti e anticipi		8.588	38	8.645
		23.581	38	23.638

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 tavola 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
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	722	515	323	250	201	560	2.571
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	174	198	85	259	555	13.777	15.048
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	362	375	260	160	69	551	1.777
Impegni di acquisto ^(d)	20.761	19.486	19.394	17.815	16.482	169.815	263.753
- Gas							
Take-or-pay	18.463	17.763	17.840	16.377	15.094	161.787	247.324
Ship-or-pay	1.746	1.303	1.263	1.159	1.119	5.515	12.105
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	171	170	163	156	146	909	1.715
- Altri impegni di acquisto ^(e)	381	250	128	123	123	1.604	2.609
Altri impegni	4	3	3	3	3	123	139
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	123	139
	22.023	20.577	20.065	18.487	17.310	184.826	283.288

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte a 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 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 (€1.109 milioni).

(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 €2.113 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €56,8 miliardi. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. 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 di circa €600 milioni.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2013	2014	2015	2016	Oltre	
Impegni per major projects	6.718	7.680	6.897	3.991	11.839	37.125
Impegni per altri investimenti	6.940	3.782	1.584	1.100	8.496	21.902
	13.658	11.462	8.481	5.091	20.335	59.027

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

[€ milioni]	2011			2012		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(a)	17	76		186	(408)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(b)	62	1		69	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(b)	262	8	(6)	235	8	16
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre partecipazioni non correnti ^(c)				4.782	4.717	141
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	24.730	(65)		27.913	(54)	
- Crediti finanziari ^(b)	2.174	112		2.981	70	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	22.982	(123)		23.638	104	
- Debiti finanziari ^(b)	29.597	(851)		24.463	(831)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura ^(f)	32	(309)	76	(17)	(290)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per €157 milioni di oneri (proventi per €188 milioni nel 2011) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €251 milioni di oneri (oneri per €112 milioni nel 2011).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €1.247 milioni e nell'"Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations" per €3.470 milioni.

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €25 milioni di oneri (oneri per €138 milioni nel 2011) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €31 milioni di oneri (proventi per €77 milioni nel 2011) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €289 milioni di oneri (oneri per €292 milioni nel 2011) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €1 milione di oneri (oneri per €17 milioni nel 2011) (componente time value).

Valori di mercato degli strumenti finanziari

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:

- livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- 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);
- livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2012 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie disponibili per la vendita", gli "Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, 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 dell'esercizio 2012 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	31.12.2011	31.12.2012
Attività correnti:			
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	262	235
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(13)	68	26
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(13)	1.494	890
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(13)	157	31
Attività non correnti:			
Altre partecipazioni valutate al fair value	(17)		4.782
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(20)	2	5
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura	(20)	712	424
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(20)	33	2
Passività correnti:			
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(25)	63	11
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(25)	1.605	877
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	121	32
Strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge	(25)		5
Passività non correnti:			
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(30)	3	1
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura	(30)	588	270
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(30)	37	13

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 tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

- (i) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Gela un procedimento penale avente ad oggetto la presunta violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti nell'ambito dell'attività della Raffineria di Gela. Il Tribunale di Gela in primo grado e la Corte di Appello di Caltanissetta hanno constatato l'intervenuta prescrizione dei reati contestati escludendo la responsabilità civile.
- (ii) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo dell'ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex Direttori succitati per il reato di incendio colposo. Il Ministero dell'Ambiente si è costituito parte civile. Il giudizio è in corso di svolgimento.
- (iii) **Falda profonda del sito di Priolo - Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente ad oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli SpA (oggi Divisione R&M di Eni SpA) e di Syndial e Polimeri Europa (oggi Versalis). Secondo la Consulenza Tecnica d'Ufficio, i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D.Lgs. 152/06; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni, il PM ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione del Giudice.
- (iv) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta - Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** In data 11 maggio 2010, è stato notificato ad Eni SpA, ad otto dipendenti della Società, nonché ad un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti in relazione ad un incidente avvenuto a Molfetta nel marzo 2008, in cui hanno perso la vita 4 operai, dipendenti addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà di una società del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto. Il PM ha stralciato la posizione di tre dipendenti e inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal PM per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate, all'udienza del 19 aprile 2011, sono state ammesse tutte le parti civili costituite nei confronti degli imputati persone fisiche, con la sola eccezione della richiesta presentata da un parente di una vittima, dichiarata inammissibile per mancanza della causa petendi. Il Giudice ha escluso, invece, la costituzione di parti civili nei confronti di Eni SpA. In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste". Successivamente, il 3 luglio 2012, la sentenza è stata appellata dal Pubblico Ministero.
- (v) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA - Agricoltura SpA in liquidazione - EniChem Augusta Industriale Srl - Fosfotec Srl) - sito di Crotone.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione e omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succeduti nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Gli accertamenti tecnici sono in corso di esecuzione.
- (vi) **Eni Divisione Gas & Power - sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica 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. Le parti civili costituite hanno provveduto alla citazione dei Responsabili civili Eni SpA e Marzotto SpA. Le pretese risarcitorie non sono al momento quantificabili. Al termine 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). Il giudizio prosegue.
- (vii) **Syndial SpA e Versalis SpA Porto Torres - Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a Direttori e Amministratori di altre società operanti nel sito, del Direttore di Stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze con-

taminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il processo iniziato davanti alla Corte d'Assise di Sassari è stato annullato a seguito dell'eccezione di difformità tra l'ipotesi di reato contemplata nell'avviso di conclusione delle indagini preliminari e il capo di imputazione formulato nella richiesta di rinvio a giudizio. Gli atti sono stati trasmessi alla Procura della Repubblica di Sassari. Si è in attesa di nuovi sviluppi.

- (viii) Syndial SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli Amministratori Delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società.
- (ix) Syndial SpA - Ente procedente Procura della Repubblica di Gela.** Pende innanzi alla Procura della Repubblica di Gela un procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti delle società Anic SpA, EniChem SpA, EniChem Anic SpA, Anic Agricoltura SpA, Agip Petroli SpA e Praoil Aromatici e Raffinazione Srl, ex dipendenti che hanno rivestito nel tempo l'incarico di Responsabile/Direttore dello stabilimento di Gela e di Responsabile della sicurezza dell'impianto Clorosoda. Il procedimento ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto indicato gestito dalle società anzidette.

I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998 anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto che venga espletata una perizia medico-legale su oltre 100 lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto, al fine di verificare se i decessi avvenuti e le eventuali patologie di cui sono affetti tali soggetti, siano riconducibili alle esposizioni conseguenti all'attività lavorativa espletata e alla mancata implementazione, da parte delle funzioni preposte all'interno delle società, delle cautele occorrenti a garantire la salute e sicurezza degli stessi rispetto ai rischi connessi alle attività lavorative anzidette.

- (x) Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria - Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo Stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro.

I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la società e i dipendenti di Eni. Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato ad ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale. Pendono trattative per definire transattivamente ogni pendenza, anche con il Comune di Cassano, al fine di evitare, nel procedimento penale, la costituzione di parte civile di detto Comune. In data 13 febbraio è stato sottoscritto fra Syndial e Comune di Cassano apposito atto transattivo che chiude definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria. Il procedimento penale è tuttora in corso.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

- (i) Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone - Enti procedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato, innanzi al Tribunale Civile di Milano, Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale e dei relativi costi di bonifica causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotone. Il procedimento giudiziale di primo grado nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006.

L'ammontare delle pretese risarcitorie del Ministero dell'Ambiente sommate a quelle della Regione Calabria, portano al totale di €2.720 milioni.

Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2008 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica presentando in data 5 dicembre 2008 un progetto di bonifica per il ripristino delle aree.

Tale progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato anche dall'organo giudicante.

In data 24 febbraio 2012, il Tribunale ha emesso il dispositivo della sentenza che, nel condannare Syndial alla corretta esecuzione del Progetto di Bonifica, la obbliga, altresì, al pagamento a vantaggio della Presidenza del Consiglio e del Ministero dell'Ambiente di una somma di €56,2 milioni con interessi dovuti dalla data della domanda.

È stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi ambientali che viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica.

- (ii) 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 e ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU fissando come termine ultimo per la consegna e la discussione degli elaborati peritali il 15 novembre 2013.

Nell'ambito del procedimento amministrativo relativo alla messa in sicurezza e bonifica del sito di interesse nazionale di Pieve Vergonte, la Società ha impugnato, avanti il TAR del Piemonte numerose prescrizioni avanzate dal Ministero dell'Ambiente circa il progetto di bonifica suoli e falda del sito e l'avvio di interventi di bonifica del fiume Toce e dei Laghi Maggiore e Mergozzo. Con sentenza 23 aprile 2008 il TAR del Piemonte ha respinto parte dei ricorsi presentati da Syndial. Contro tale sentenza è stato promosso appello al Consiglio di Stato.

(iii) Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni. Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa €139 milioni, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa €80 milioni, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa €16 milioni. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di €53,5 milioni e un massimo di €93,3 milioni, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Sia il giudizio di primo grado sia quello in Appello hanno dismesso le posizioni delle parti attoree ritenendole infondate in fatto e in diritto. Il 4 dicembre 2012 il Ministero dell'Ambiente ha presentato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. In sintesi, il Ministero rinnova la richiesta di condanna di Syndial al risarcimento integrale del danno ambientale individuandola quale soggetto responsabile per tre ordini di motivi: a) successore ex lege dei precedenti gestori del sito; b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per la inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984; c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio.

(iv) Ministero dell'Ambiente - Rada di Augusta. Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (oggi Versalis) ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada.

Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR Catania, che nell'ottobre 2012 ha emesso sentenza accogliendo i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. La sentenza ha tenuto conto di una determinazione della Corte di Giustizia della Comunità Europea che ha confermato nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" la centralità dell'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento.

Si segnala, inoltre, che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero.

Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma dell'estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.

(v) Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela. Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato alla Raffineria di Gela SpA, alla Syndial SpA e ad Eni SpA un ricorso ex art. 696 bis c.p.c. da parte di 18 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, cui, successivamente, si sono aggiunti ulteriori 15 ricorsi aventi il medesimo oggetto. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e della Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Dall'esame degli atti depositati dai ricorrenti, si ha conferma che non sussistono elementi probatori a sostegno della sussistenza del nesso causale indicato. Il Tribunale di Gela ha disposto la separazione delle singole richieste avanzate dai ricorrenti imponendo agli stessi di specificare nei dettagli l'oggetto dell'accertamento chiesto in relazione ad ogni singolo ipotizzato nesso causale tra patologia riscontrata e relativa causa. Le società ritengono remota la possibilità di addivenire ad una composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni peritali sono tuttora in corso.

(vi) Causa promossa dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio contro Syndial - risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.

La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (fusa in Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata avendo sempre Acna agito tempestivamente, nei tempi e nei modi previsti dall'Accordo di Programma del 4 dicembre 2000 con le pubbliche amministrazioni interessate tra le quali lo stesso Ministero dell'Ambiente.

Il Tribunale di Genova, con sentenza parziale del 6 febbraio 2013, ha rigettato le eccezioni e le istanze pregiudiziali e preliminari avanzate da Syndial e ha ordinato la rimessione della causa a ruolo per procedere a indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee.

- (vii) 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 primo grado emessa nel marzo del 2012, le domande proposte dalle procedure sono state totalmente rigettate. Avverso tale sentenza, le procedure di amministrazione straordinaria hanno interposto appello.
- (viii) Eni SpA. Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Con atto di citazione notificato in data 23 gennaio 2013, Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel.
- La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 14 giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. L'apparato argomentativo del provvedimento dell'AGCM ha trovato sostanziale conferma dinanzi ai Giudici amministrativi aditi in sede di ricorso dalle compagnie petrolifere.
- Alitalia in A.S. formula una richiesta di risarcimento, in solido nei confronti dei soggetti passivi della decisione. Ai fini della determinazione del danno, Alitalia in A.S. propone due modalità alternative di quantificazione fondate su due diverse ipotesi in base alle quali il cartello avrebbe prodotto effetti sul mercato. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo).
- In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

Saipem SpA

- (i) CEPV Uno.** È pendente un procedimento arbitrale tra il Consorzio CEPV Uno (Saipem 50,36%) e Tav SpA ("TAV" ora Rete Ferroviaria Italiana SpA, "RFI") che nel 1991 hanno stipulato con una convenzione per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Il collegio giudicante è stato chiamato a definire l'entità di certi corrispettivi contrattuali richiesti dal Consorzio per modifiche dell'opera indicate dal committente una volta esperiti senza successo i tentativi di addivenire a una composizione amichevole della divergenza. Con lodo parziale depositato il 7 agosto 2012, il collegio arbitrale ha riconosciuto al Consorzio €54,253 milioni importo versato da RFI al Consorzio in data 7 febbraio 2013. Il Consorzio ha proposto tre ulteriori domande di arbitrato in data 27 novembre 2012 nei confronti di RFI per complessivi €2.108 milioni oltre a interessi e rivalutazione per danni, varianti e altre causali. Con provvedimento del Tribunale di Roma del febbraio 2013 è stato respinto il ricorso con il quale RFI ha cercato di opporsi alla costituzione dei collegi arbitrali per definire le nuove domande di arbitrato presentate dal Consorzio.
- (ii) Fos Cavaou.** In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi tra il cliente Société du Terminal Methanier de Fos Cavaou ("STMFC" oggi FOSMAX LNG) e il 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.
- A fronte del calendario attualmente previsto dal Tribunale Arbitrale, soggetto comunque a modifiche, ci si aspetta che il procedimento arbitrale si concluda verso la fine del 2013 e che il relativo lodo sia emesso nel corso del 2014.

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

- (i) **Eni SpA, Polimeri Europa SpA (ora Versalis SpA) e Syndial SpA - Elastomeri.** La Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda di €272,25 milioni in solido a Eni SpA e Polimeri Europa SpA (ora Versalis SpA) relativamente ad un'asserita intesa anticoncorrenziale nel settore degli elastomeri del tipo BR/SBR. Nel febbraio 2007 le società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima Istanza UE. Con sentenza resa in data 13 luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'ammenda originariamente imposta, in solido, ad Eni SpA e Polimeri Europa SpA portandola a €181,5 milioni. In particolare, il Tribunale ha annullato la maggiorazione della sanzione basata sull'aggravante della recidiva. Sia le società destinatarie della sentenza che la Commissione Europea hanno presentato appello alla Corte di Giustizia UE. La Commissione Europea ha altresì comunicato a Eni la propria volontà di riavviare nuovamente un procedimento istruttorio per la rideterminazione della sanzione ed Eni ha proposto ricorso avverso tale iniziativa. La Commissione, in data 1 marzo ha comunicato ad Eni SpA e a Versalis SpA di aver avviato un nuovo procedimento per valutare nuovamente la sussistenza dei presupposti per applicare la maggiorazione della sanzione basata sull'aggravante della recidiva. A fronte della decisione della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attestasse l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici utilizzatori dei prodotti BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano e il giudizio di appello è tuttora pendente. Nel settore degli elastomeri denominati CR, il Tribunale di Prima Istanza UE, con una sentenza del dicembre 2012 ha ridotto a circa €106 milioni l'ammenda, originariamente pari a €132,16 milioni, inflitta solidalmente a Polimeri Europa ed Eni dalla Commissione Europea in data 5 dicembre 2007, per l'asserita violazione, unitamente ad altre imprese chimiche, dell'art. 81 del Trattato CE e dell'art. 53 dell'accordo SEE. Eni SpA e Versalis SpA hanno proposto ricorso avverso la sentenza del Tribunale presso la Corte di Giustizia UE, al fine di ottenere l'annullamento integrale della decisione della Commissione che a sua volta ha proposto appello contro la medesima sentenza. In attesa dell'esito dei ricorsi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.
- (ii) **Istruttoria antitrust per il trasporto del gas.** Nel mese di marzo 2012, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria per accertare un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da Eni attraverso la mancata offerta al mercato di capacità di trasporto secondaria di gas sui gasdotti Transitgas e TAG. In data 1 giugno 2012 Eni ha presentato una proposta di impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90, con l'obiettivo di ottenere la chiusura del procedimento senza accertamento di infrazione. L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, in data 6 settembre 2012, ha deciso di accettare, rendendoli vincolanti, gli impegni presentati da Eni.
- (iii) **Indagini Consob su Saipem SpA**
 In seguito all'emissione da parte di Saipem SpA del Comunicato Stampa del 29 gennaio 2013 con il quale sono state riviste le previsioni di utile per l'esercizio 2012 e l'outlook 2013, Consob ha inviato a Saipem SpA una comunicazione in data 31 gennaio 2013, con la quale ha richiesto a Saipem SpA di ricostruire il processo di valutazione e le considerazioni che hanno portato alla decisione di emettere il citato Comunicato Stampa, di descrivere gli elementi informativi utilizzati per la revisione delle stime di chiusura degli esercizi 2012 e 2013 e delle previsioni per l'esercizio 2014 nonché di indicare l'elenco delle persone iscritte nel registro tenuto ai sensi dell'articolo 115-bis TUF, che avevano accesso ai dati e alle informazioni rappresentati nel Comunicato Stampa.
 Con lettera del 1 febbraio 2013, Consob ha dato avvio a verifica ispettiva nei confronti di Saipem SpA ai sensi dell'articolo 187 octies, comma 3 del d.lgs n. 58 del 24/2/1998 al fine di acquisire atti, documenti ed informazioni in merito al processo di formazione del citato Comunicato Stampa, alla gestione delle informazioni privilegiate, nonché al rispetto delle norme in materia di operazioni effettuate da soggetti rilevanti.
 Successivamente, con comunicazioni dell'8 febbraio e del 25 febbraio 2013, ulteriori informazioni sono state richieste da Consob a Saipem SpA con riferimento, tra l'altro, agli scostamenti tra l'ultimo piano industriale approvato anteriormente al 29 gennaio 2013 ed il nuovo piano industriale 2013-2016. Saipem SpA ha prontamente risposto alle comunicazioni menzionate, fornendo la documentazione e le informazioni richieste.

4. Indagini della Magistratura

- (i) **EniPower SpA.** Nel mese di giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231.
 Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, ha assunto le deliberazioni necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.
 Nel frattempo, è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e Snamprogetti non sono indicate tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non

hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Conclusasi l'escussione dei testi, il processo prosegue per la discussione delle parti. All'esito dell'udienza del 12 luglio 2011, terminata la fase delle conclusioni delle parti, il processo è stato rinviato all'udienza del 20 settembre 2011, nel corso della quale il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento.

- (ii) **Trading.** Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel trading internazionale di prodotti petroliferi, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; nel procedimento Eni è parte offesa. Il Giudice per le Indagini Preliminari ha rigettato, in buona parte, la richiesta di archiviazione formulata dal Pubblico Ministero. Alla luce del provvedimento del GIP, la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni, in qualità di persona offesa, il decreto di citazione diretta a giudizio nei confronti dei suoi due ex dirigenti, per l'imputazione di truffa aggravata dall'aver procurato alla persona offesa un danno patrimoniale di rilevante entità con abuso delle relazioni d'ufficio e di prestazione d'opera.

Il giudizio di primo grado si è concluso con la prescrizione dei reati nei confronti dei soggetti imputati.

- (iii) **Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi.** Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono Kbr, Technip e JGC. Il consorzio TSKJ, a partire dal 1994, ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti SpA ("Snamprogetti"), la società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione del 43% di Saipem. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato, tra l'altro, di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

La US Securities and Exchange Commission (SEC), il US Department of Justice (DoJ) e altre Autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: a seguito delle transazioni definite nel 2010 sia con la US SEC sia con il DOJ, il procedimento è stato chiuso in maniera definitiva il 17 settembre 2012 con la decisione della Corte Distrettuale degli Stati Uniti che ha accolto, la richiesta di rinuncia all'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV, avanzata dal DOJ. Diversamente da quanto applicato agli altri membri del consorzio TSKJ che sono giunti a risoluzioni con il DOJ, a Snamprogetti Netherlands BV non era stata imposta una procedura di monitoraggio indipendente.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato, sin dal 2004, indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società.

In data 12 agosto 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano (GIP) ha notificato a Eni (e in data 31 luglio 2009 a Saipem - in quanto incorporante di Snamprogetti) un decreto con il quale veniva fissata l'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex D.Lgs. n. 231 del 2001 nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. L'udienza faceva seguito alla richiesta formulata dalla Procura della Repubblica di Milano di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate.

Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura aveva ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura ha rilevato l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

All'esito dell'udienza del 21 ottobre 2009, con decisione del 17 novembre 2009, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. In seguito ad impugnazione proposta dalla citata Procura, la questione si è protratta sino al giudizio di legittimità dinanzi la Corte di Cassazione che, accogliendo il ricorso avanzato dalla Procura della Repubblica di Milano, ha deciso che la richiesta di misura cautelare fosse (in diritto) ammissibile, ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale, rimettendone la decisione di merito al Tribunale del Riesame di Milano. Tuttavia, in data 18 febbraio 2011, la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a €24.530.580, anche nell'interesse di Saipem SpA, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Pertanto, il Tribunale del Riesame, all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA.

In data 3 novembre 2010, è stato notificato al difensore di Saipem SpA, l'avviso di conclusione delle indagini relativo al procedimento pendente presso il Tribunale di Milano. Nell'atto si rilevano le contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti (oggi Saipem) e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti SpA. L'atto non riguarda la persona giuridica di Eni.

I fatti contestati sono i presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a \$65 milioni), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA. In data 3 dicembre 2010, è stato notificato, al difensore della Saipem, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 20 dicembre 2010, con allegata richiesta di rinvio a giudizio.

Nell'udienza del 26 gennaio 2011, il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti, fissando l'udienza del 5 aprile 2011 per l'inizio del dibattimento. Nel corso dell'udienza del 2 febbraio 2012, la Procura pur rilevando che sarebbe già decorso il termine di prescrizione per quanto concerne le persone fisiche indagate, ha sollevato eccezione di incostituzionalità della normativa italiana sulla stessa prescrizione, ritenendola in contrasto con le normative internazionali e in particolare con la convenzione OCSE in materia di lotta alla corruzione internazionale.

Il Tribunale ha pronunciato sentenza di "non doversi procedere" nei confronti degli imputati persone fisiche "perché il reato agli stessi ascritto è estinto per intervenuta prescrizione", disponendo, inoltre, lo stralcio del procedimento in relazione alla posizione della persona giuridica Saipem, in merito alla quale il processo è proseguito.

Nel corso dell'udienza del 12 luglio 2012 si è proceduto all'esame e al controesame dei consulenti della difesa e al deposito delle consulenze. Il Tribunale ha rinviato all'udienza del 6 novembre 2012, nel corso della quale, su richiesta della Procura della Repubblica e con il consenso del Tribunale, la discussione conclusiva è stata rinviata al 5 febbraio 2013.

All'udienza del 5 febbraio 2013 la difesa di Saipem ha proposto una questione di legittimità Costituzionale con riferimento ad alcuni profili di incostituzionalità specifici rispetto alla disciplina recepita dal D.Lgs. n. 231/2001 in merito alla fattispecie oggetto del procedimento. Nel corso della successiva udienza del 26 marzo 2013 il Tribunale di Milano ha rigettato, con ordinanza, le questioni di illegittimità costituzionale sollevate, ritenendole manifestamente infondate. L'udienza è quindi proseguita con la requisitoria del Pubblico Ministero, che ha concluso chiedendo la condanna per Saipem SpA a una pena pecuniaria di €900.000 nonché la confisca della cauzione pari a €24.530.580, che Snamprogetti Netherlands BV aveva messo a disposizione della Procura di Milano nel febbraio 2011.

L'udienza è stata rinviata al 21 maggio 2013 per la discussione da parte dei difensori della Società.

Si segnala che i Consigli di Amministrazione di Eni nel 2009 e, successivamente, nel 2010 di Saipem hanno approvato nuove linee guida e principi anticorruzione attraverso cui il business di Eni e Saipem deve essere svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorrittivo delle società in linea con le best practices internazionali, ottimizzando il sistema di compliance e assicurando il massimo rispetto da parte di Eni e Saipem e del loro personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali.

(iv) Misurazione del gas. Nel maggio 2007 è stato notificato, a Eni ed altre società del Gruppo, un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque top manager del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono, tra l'altro, a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 che prevede la responsabilità amministrativa della Società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il Gruppo Eni: Eni, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze).

Nell'ambito di tale procedimento, è stata trasmessa dai difensori la richiesta di archiviazione formulata dalla Procura della Repubblica di Milano relativa a diverse posizioni. Detta istanza riguardava, anche, una posizione di vertice per la quale la Procura non ha individuato elementi utili per sostenere l'accusa in un eventuale giudizio. La richiesta è stata preceduta da un provvedimento di stralcio delle posizioni archiviate dal procedimento principale. In data 24 gennaio 2012, il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto l'archiviazione di tali posizioni.

Misura Gas "Gas croato". Nell'ambito di uno stralcio del procedimento principale in data 26 novembre 2009, è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415 - bis c.p.p. nel quale risultavano sottoposti a indagine n. 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardavano, in larga parte, (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale per l'importo complessivo di €20,2 miliardi e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità.

Il 24 gennaio 2012, è stata pronunciata sentenza di "non luogo a procedere" nei confronti di tutti gli indagati. Il Pubblico Ministero di Milano ha depositato ricorso per Cassazione che non riguarda tutti gli indagati prosciolti, ma solo alcune posizioni. La Corte con ordinanza pronunciata in data 11 febbraio 2013, in merito alle posizioni relative a Eni e alle società controllate, non ha accolto il ricorso del Pubblico Ministero di Milano, in particolare (i) dichiarandolo inammissibile con riferimento a una delle posizioni e (ii) rigettandolo in merito a tutti gli ulteriori capi di imputazione.

Con riferimento a tali posizioni la sentenza di "non luogo a procedere" del Giudice per l'Udienza Preliminare è ora definitiva.

Misura Gas "Accise". In data 20 dicembre 2010, nell'ambito di un ulteriore stralcio del procedimento principale sul tema accise, la Procura della Repubblica di Milano aveva notificato, a nove dipendenti ed ex dipendenti di Eni, in particolare della Divisione Gas & Power, l'avviso di conclusione delle indagini con riferimento al reato di cui all'art. 40 ("Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali") del D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504. L'atto contestava la sottrazione all'accertamento e al pagamento di accise per un importo, rispettivamente, di €0,47 miliardi e di €1,3 miliardi. L'Agenzia delle Dogane di Milano, competente per il recupero dei tributi evasi, a fronte della documentazione prodotta da Eni, con il Verbale di constatazione del 1° agosto 2011, ha ridotto la contestazione contenuta negli atti della Procura a circa €114 milioni di maggiore imposta, riservandosi di riformulare la contestazione amministrativa sulla base delle eventuali nuove risultanze del processo penale. Il procedimento penale si è concluso con una sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli indagati, "perché il fatto non costituisce reato". Il Pubblico Ministero ha depositato il ricorso per Cassazione.

(v) Algeria. In data 4 febbraio 2011 è pervenuta, dalla Procura della Repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale, trasmessa nella medesima data per competenza a Saipem SpA. Nel provvedimento veniva richiesta la trasmissione – con riferimento a “ipotesi di reato di corruzione internazionale” – di documentazione relativa ad attività di società del Gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip). Il reato di “corruzione internazionale” menzionato nella “Richiesta di consegna” è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere, tempestivamente, alla richiesta della Procura, è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e, in data 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto. Eni, in un'ottica di massima collaborazione, ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P) non esplicitamente menzionato nella richiesta della Procura, ma sul quale risultavano in corso indagini in Algeria.

In data 22 novembre 2012 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato a Saipem un'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 a una richiesta di consegna di documentazione in merito ad alcuni contratti relativi ad attività in Algeria.

A tale richiesta sono seguite le notifiche a Saipem di un “Decreto di sequestro” in data 30 novembre 2012, una ulteriore “Richiesta di consegna” in data 18 dicembre 2012 e un “Decreto di perquisizione” in data 16 gennaio 2013 al fine di acquisire ulteriore documentazione.

In data 7 febbraio 2013, su incarico della Procura della Repubblica di Milano, si sono presentati presso le sedi Eni di San Donato Milanese e Roma, militari della Guardia di Finanza per procedere a perquisizioni e sequestri di documentazione relativa all'attività di Saipem in Algeria. Contestualmente è stata notificata ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia a Eni. Dall'atto si apprende che la Procura ha esteso le indagini anche nei confronti di Eni, del suo Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni.

L'indagine verte su presunte ipotesi corruttive che, secondo la Procura della Repubblica di Milano, si sarebbero verificate, sino al marzo 2010, in merito ad alcuni contratti che Saipem ha acquisito in Algeria. Con riferimento a Saipem attualmente risultano indagati, un dipendente e alcuni ex dipendenti, tra i quali l'ex Amministratore Delegato - CEO e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction.

Saipem ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa indipendentemente dagli eventuali profili di responsabilità che potrebbero evidenziarsi nel corso delle indagini. Saipem ha provveduto, d'accordo con gli Organi di Controllo interni e l'Organismo di Vigilanza di società e previa informativa alla Procura, ad avviare una verifica sui contratti oggetto dell'indagine, incaricando a tal fine uno studio legale esterno. Ha inoltre avviato un'attività di indagine interna da svolgersi con il coinvolgimento di consulenti esterni, volte alla verifica della corretta applicazione delle procedure in tema di anticorruzione e prevenzione di attività illecite adottate dalla società. Le relative attività sono tuttora in corso.

Viene fornita piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Anche Eni ha avviato verifiche interne tuttora in corso.

Il predetto procedimento è stato riunito con altro (cd. Iraq - Kazakhstan) riguardante un diverso filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte da Eni in Iraq e Kazakhstan e meglio descritto di seguito.

Si segnala inoltre che in Algeria sono in corso indagini avviate nel 2010 nei confronti di terzi, con riferimento alle quali diversi conti correnti in valuta locale della Saipem Contracting Algérie sono stati bloccati. Successivamente sono stati sbloccati alcuni di questi conti correnti e, allo stato, rimangono bloccati due conti correnti denominati in dinari algerini per un saldo totale equivalente a €79 milioni (al 25 gennaio 2013). Nel settembre 2012 è stata ricevuta una comunicazione che, in occasione di rinvio alla Chambre d'accusation presso la Corte di Algeri, formalizza a Saipem Contracting Algérie l'esistenza di un'indagine nei suoi confronti, relativa ad 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. In data 30 gennaio 2013 la Chambre d'accusation ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati. La Saipem Contracting Algérie ha presentato ricorso alla Corte Suprema. Si segnala infine che in data 24 marzo 2013 si è svolta una perquisizione presso le sedi della stessa Saipem Contracting Algérie.

(vi) Libia. In data 10 giugno 2011, Eni ha ricevuto, da parte della US SEC, una richiesta giudiziale formale (subpoena) di produzione documentale relativa alle attività Eni in Libia dal 2008 ad oggi. La richiesta si riferisce a un'indagine in corso senza ulteriori precisazioni né ipotesi specifiche di violazioni ipotizzate e ha per oggetto “certain illicit payments to Libyan officials” in possibile violazione del Foreign Corruption Practice Act. A fine dicembre 2011, è stata ricevuta una richiesta informale d'integrazione della documentazione prodotta in risposta al subpoena notificato in giugno. La documentazione e le informazioni richieste sono state raccolte dalle funzioni interessate. Successivamente i legali esterni hanno provveduto all'invio della documentazione alla SEC. A valle di successivi contatti con la SEC, all'incontro del 16 ottobre 2012, sono stati forniti ulteriori documenti e chiarimenti.

(vii) Iraq - Kazakhstan. È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardante l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Il reato di “corruzione internazionale” è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Eni ha proceduto al deposito della documentazione richiesta dalla magistratura e a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Nell'ambito di tale procedimento sono indagati alcuni dirigenti e un ex dirigente.

Il predetto procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte da Eni in Iraq e meglio descritto di seguito.

Il 21 giugno 2011, infatti, è stato notificato, presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, un decreto di perquisizione dell'ufficio di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze in relazione a ipotesi di reato “al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero” – in particolare, per attività in Iraq – “in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni”. La perquisizione ha riguardato, unicamente, gli uffici (e anche le abitazioni private) di alcuni dipendenti del Gruppo (un dipendente di Eni Zubair e un dirigente di Saipem) e di società terze. I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione in relazione all'attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto “Jurassic” in Kuwait.

Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come “dirigenti infedeli del Gruppo Eni” nell'atto della Procura della Repubblica di Milano; il dipendente di Eni Zubair si è dimesso e la società,

nell'accettare le dimissioni, si è riservata di agire nei suoi confronti a tutela dei propri diritti e, successivamente, ha avviato un'azione in sede civile anche nei confronti delle altre persone fisiche menzionate nell'atto di sequestro.

Nonostante le società del Gruppo appaiano parti lese, è stata notificata a Eni SpA e a Saipem SpA, contestualmente al decreto di sequestro, informativa di garanzia ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001.

Sono state notificate a Eni SpA dalla Procura della Repubblica le richieste di proroga del termine delle indagini preliminari in occasione delle quali si è appreso del coinvolgimento nelle indagini di un ulteriore dipendente della Società e di altri fornitori.

Eni ha effettuato una verifica, incaricando allo scopo una società di consulenza esterna, che ha emesso il suo rapporto conclusivo il 25 luglio 2012. A tale riguardo, anche Saipem ha provveduto, sentito anche il parere del legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza di Società e gli Organi di Controllo interni, ad avviare tramite la funzione Internal Audit una verifica interna sul progetto oggetto dell'indagine, anche incaricando una società di consulenza esterna.

Con riferimento a quanto sopra esposto, la Procura della Repubblica di Milano ha fatto richiesta di: "applicare a Eni SpA la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement 1997 sottoscritto con la Repubblica del Kazakhstan e nei successivi atti amministrativi e/o negoziali, o di voler disporre, ai sensi dell'art. 15 D.Lgs. 231 del 2001, la prosecuzione delle medesime attività per il periodo indicato sotto la sorveglianza di un commissario". Nel corso dell'udienza del 29 maggio 2012 il collegio di difesa di Eni ha discusso la memoria difensiva; al termine dell'udienza, il Giudice per le Indagini Preliminari si è riservato per la decisione sulla richiesta di misure cautelari della Procura della Repubblica. Nelle more della decisione, in data 1 agosto 2012, la Procura della Repubblica ha eseguito un nuovo deposito di documentazione a supporto della richiesta di misure cautelari a seguito del quale il Giudice ha fissato una nuova udienza.

All'esito della discussione svoltasi il 14 novembre 2012 il Giudice si è nuovamente riservato per la decisione.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

(i) Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico. Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospicienti il territorio comunale per un ammontare di circa €17 milioni a titolo di imposta, sanzioni e interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la Società ha presentato tempestivo ricorso contestando: (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale; (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione Tributaria Provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni. Il Comune ha presentato appello presso la competente Commissione Tributaria Regionale che con sentenza del gennaio 2003 ha respinto l'appello confermando la sentenza di primo grado. Il Comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo con sentenza del 19 gennaio 2009 depositata il 14 dicembre 2009. In data 25 gennaio 2011 il Comune ha notificato alla Società il ricorso per la Cassazione dell'anzidetta sentenza. Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 poi estesi a tutto il 2009 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa €25 milioni a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. Con sentenza n. 601111/12 emessa il 27 gennaio 2011 e depositata il 14 giugno 2012 la Commissione Tributaria regionale de L'Aquila ha rigettato l'appello proposto dal Comune di Pineto. Pendono i termini per proporre ricorso in Cassazione.

Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Tortoreto, Falconara Marittima, Pedaso e, nel 2009, Gela. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa €7,5 milioni. La Società ha presentato ricorso contro tutti gli avvisi di accertamento. Per quanto riguarda il contenzioso con il comune di Gela, con sentenze nn. 240/03/2012 e 241/03/2012 depositate il 16 luglio 2012 la Commissione Tributaria Provinciale di Caltanissetta si è pronunciata favorevolmente in merito ai ricorsi annullando i relativi avvisi di accertamento.

Estero

(i) Eni Angola Production BV. Nel 2009 il Ministero delle Finanze angolano a seguito di verifica fiscale ha emesso avvisi di accertamento per gli anni 2002-2007 con i quali ha contestato a Eni Angola Production BV, quale contitolare della concessione di Cabinda, la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della Petroleum Income Tax. La società ha presentato ricorso. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

(ii) Indonesia. L'Amministrazione Finanziaria indonesiana ha contestato, per i periodi d'imposta 2002-2009, 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 dovuto applicare la ritenuta domestica del 20%. Gli importi richiesti e già versati ammontano a \$130 milioni per maggiori imposte e interessi. La società ha presentato ricorso e ha richiesto l'attivazione della cosiddetta "Procedura amichevole" al fine di evitare una tassazione non conforme alla convenzione UK/Indonesia.

6. Contenziosi chiusi

- (i) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Il contenzioso è stato definito a seguito di accordi transattivi tra Syndial e la Provincia di Venezia per ammontari non significativi nell'ambito del bilancio consolidato Eni.
- (ii) **Syndial SpA (Ex EniChem SpA) Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** A seguito di accordo transattivo intervenuto nel luglio 2012 tra Ministero dell'Ambiente e Syndial per il risarcimento del danno ambientale da contaminazione derivante dagli scarichi idrici del sito di Mantova il contenzioso può considerarsi virtualmente chiuso. L'ammontare della transazione non è significativo nell'ambito del bilancio consolidato Eni.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nei settori Exploration & Production e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti Pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service e buy-back il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili. Le attività in concessione del settore Gas & Power relative allo stoccaggio del gas naturale in Italia e della distribuzione del gas venivano svolte dal Gruppo Snam che è stato deconsolidato per cessione del controllo.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operations della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva Emission Trading 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto. Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera n. 20/2008 dal Comitato Nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012. A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 122,9 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 24,9 per il 2008, 24,9 per il 2009, 24,6 per il 2010, 24,4 per il 2011, 24,1 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 3,3 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio 2008-2012. Le quote relative ai "nuovi entranti" includono solo quelle fisicamente assegnate e iscritte nel registro delle emissioni. Nell'esercizio 2012 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 22,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 25,0 milioni di permessi di emissione (comprensivi delle quote di competenza per i nuovi entranti), facendo registrare un surplus di 2,9 milioni di tonnellate non oggetto di valorizzazione nell'attivo di bilancio.

35 Ricavi

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

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	96.958	107.248	126.482
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(341)	442	738
	96.617	107.690	127.220

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

(€ milioni)	2010	2011	2012
Accise	11.785	11.863	13.308
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.868	2.470	2.177
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.996	3.375	4.422
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	2.150	1.810	2.010
Vendite in conto permuta di altri beni	79	9	
	18.878	19.527	21.917

I ricavi delle vendite e prestazioni di €126.482 milioni comprendono ricavi di commessa riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €10.914 milioni (rispettivamente €8.779 e €10.510 milioni nel 2010 e 2011).

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 41 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	262	97	701
Locazioni e affitti di azienda	83	96	94
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	43	21	69
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	50	99	67
Indennizzi	46	66	56
Altri proventi (*)	483	547	559
	967	926	1.546

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

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di €701 milioni riguardano per €678 milioni asset del settore Exploration & Production. Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

36 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 sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(€ milioni)	2010	2011	2012
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	48.407	60.826	74.767
Costi per servizi	14.939	13.551	15.354
Costi per godimento di beni di terzi	2.997	3.045	3.434
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.401	527	871
Altri oneri	1.252	1.140	1.342
	68.996	79.089	95.768
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(159)	(226)	(326)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(63)	(68)	(79)
	68.774	78.795	95.363

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €6 milioni (€26 e €12 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a €211 milioni (€218 e €190 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per €1.432 milioni (€1.388 e €1.295 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011) e royalties su prodotti petroliferi estratti per €1.555 milioni (€1.214 e €1.295 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011).

Gli altri oneri di €1.342 milioni comprendono minusvalenze da vendita di attività materiali e immateriali per €158 milioni.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Pagabili entro:			
1 anno	1.022	838	722
da 2 a 5 anni	2.276	1.380	1.289
oltre 5 anni	751	254	560
	4.049	2.472	2.571

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

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €871 milioni (€1.401 e €527 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011) riguardano per €496 milioni price revision anche per effetto di arbitrati relativi a contratti di lungo termine di approvvigionamento e somministrazione gas (utilizzo netto di €182 milioni e accantonamento netto di €144 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €67 milioni (accantonamenti netti di €1.344 e €174 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Salari e stipendi	3.299	3.435	3.886
Oneri sociali	631	675	674
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	154	148	148
Altri costi	557	334	187
	4.641	4.592	4.895
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(168)	(144)	(182)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(45)	(44)	(55)
	4.428	4.404	4.658

Gli altri costi di €187 milioni (€557 e €334 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011) comprendono oneri per programmi a contributi definiti per €100 milioni (€95 e €94 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011) e oneri per esodi agevolati per €64 milioni (€400 e €203 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011). Gli oneri per programmi a benefici definiti ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 28 - Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

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

(numero)	2010	2011	2012
Dirigenti	1.446	1.461	1.471
Quadri	12.616	12.796	12.976
Impiegati	34.265	35.309	37.258
Operai	24.288	23.605	23.501
	72.615	73.171	75.206

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.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Dal 2009 Eni non ha più deliberato piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.

I Piani di stock option in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti di Eni e delle società controllate (escluse le società quotate) più direttamente responsabili dei risultati aziendali o di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

Al 31 dicembre 2012 sono in essere n. 8.259.520 opzioni per l'acquisto di n. 8.259.520 azioni ordinarie di Eni prive di indicazione del valore nominale. Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2012	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2012 (€)
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2007	1.707.720	27,451
Assegnazione 2008	3.270.300	22,540
	8.259.520	

Al 31 dicembre 2012 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2005 e 2007 e di 1 anno e 7 mesi per il piano 2008. L'evoluzione dei piani di stock option nel 2011 è costituita dal carry-over dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2010			2011			2012		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941
Diritti esercitati nel periodo	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623	(93.000)	16,576	16,873
Diritti decaduti nel periodo	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474	(3.520.685)	22,233	16,637
Diritti esistenti al 31 dicembre	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457
di cui: esercitabili al 31 dicembre	8.896.125	23,362	16,398	11.863.335	23,101	15,941	8.243.205	23,544	18,457

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di €3,33 per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di €2,98 per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di €2,60 per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2005	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	2,5	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	6	6
Volatilità implicita	(%)	21,0	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,0	4,9	6,1

Il costo dei piani di stock option di competenza degli esercizi 2010 e 2011 ammonta rispettivamente a €12 e a €3 milioni, nessun costo nel 2012.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre di ogni esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €33, €34 e €33 milioni rispettivamente per il 2010, il 2011 e il 2012 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Salari e stipendi	20	21	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10	11
Intennità per cessazione del rapporto di lavoro		2	
Stock option	2		
	33	34	33

Compensi spettanti agli Amministratori e ai Sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,7, €8,4 e €13,2 milioni rispettivamente per gli esercizi 2010, 2011 e 2012. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,511, €0,513 e €0,467 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2010, 2011 e 2012.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	2010	2011	2012
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	118	188	(153)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge			(4)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	13	(17)	(1)
	131	171	(158)

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading su merci posti in essere per la gestione attiva del margine economico nel settore Gas & Power e per attività di trading da parte di Eni Trading & Shipping SpA (oneri netti per €13 milioni); (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 (oneri netti per €141 milioni); (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 (proventi netti per €1 milione).

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge riguardano le operazioni di copertura effettuate nel 2012 per la valorizzazione di contratti di acquisto e vendita di greggi con prezzatura futura.

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 costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Ammortamenti:			
- attività materiali	6.775	6.178	7.335
- attività immateriali	1.572	1.582	2.208
	8.347	7.760	9.543
Svalutazioni:			
- attività materiali	257	891	1.609
- attività immateriali	431	154	2.417
	688	1.045	4.026
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali		(15)	(3)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(3)	(1)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(2)	(2)	(4)
	9.031	8.785	13.561

Gli ammortamenti e svalutazioni sono analizzati per settore di attività alla nota n. 41 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	6.109	6.376	7.218
Oneri finanziari	(6.727)	(7.410)	(8.274)
	(618)	(1.034)	(1.056)
Strumenti finanziari derivati	(131)	(112)	(251)
	(749)	(1.146)	(1.307)

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

(€ milioni)	2010	2011	2012
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(551)	(610)	(729)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(214)	(312)	(251)
- Interessi attivi verso banche	17	22	27
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	18	19	24
	(730)	(881)	(929)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	5.897	6.191	7.010
- Differenze passive di cambio	(5.805)	(6.302)	(6.879)
	92	(111)	131
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	150	112	150
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	73	75	69
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(236)	(235)	(308)
- Altri proventi (oneri) finanziari	33	6	(169)
	20	(42)	(258)
	(618)	(1.034)	(1.056)

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

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

(€ milioni)	2010	2011	2012
Strumenti finanziari derivati su valute	(111)	29	(137)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(39)	(141)	(88)
Opzioni	19		(26)
	(131)	(112)	(251)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €251 milioni (€131 e €112 milioni rispettivamente nel 2010 e nel 2011) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio 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 €26 milioni riguardano la valutazione al fair value dell'opzione implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 26 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine).

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

38 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)	2010	2011	2012
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	673	634	526
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(149)	(106)	(233)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(31)	(28)	(15)
	493	500	278

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 17 - Partecipazioni. L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 41 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2010	2011	2012
Dividendi	264	659	431
Plusvalenze nette da vendita	332	1.121	349
Altri proventi (oneri) netti	23	(157)	1.823
	619	1.623	2.603

I dividendi di €431 milioni riguardano essenzialmente la Nigeria LNG Ltd (€331 milioni).

Le plusvalenze nette da vendite di €349 milioni riguardano per €311 milioni la cessione di Galp Energia SGPS SA ad Amorim Energia BV (5% del capitale sociale) e a investitori istituzionali (4% del capitale sociale). Le plusvalenze nette da vendite relative al 2011 di €1.121 milioni riguardavano essenzialmente la cessione del 100% di Eni Gas Transport International SA (€647 milioni), dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH (€338 milioni), del 100% di Gas Brasileiro Distribuidora SA (€50 milioni) e del 46% (intera quota posseduta) di Transitgas AG (€34 milioni). Le plusvalenze da vendite relative al 2010 di €332 milioni riguardavano essenzialmente la cessione del 100% della Società Padana Energia SpA (€169 milioni), la cessione del controllo (25%) della GreenStream BV (€93 milioni) e la cessione del 100% della Distri RE SA (€47 milioni).

Gli altri proventi netti relativi al 2012 di €1.823 milioni comprendono: (i) un provento straordinario di €835 milioni derivante dall'aumento di capitale di una controllata Galp, la Petrogal, sottoscritto da un socio terzo mediante apporto in denaro superiore al valore di libro della sua quota di interessenza relativa; (ii) la rivalutazione alla quotazione di mercato alla data di perdita del collegamento (€865 milioni sul 28,34% del capitale Galp Energia SGPS SA) e il successivo adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio limitatamente all'8% delle azioni Galp per le quali è stata attivata la fair value option perchè al servizio di un prestito obbligazionario convertibile (proventi per €65 milioni); (iii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 288,7 milioni di azioni Snam SpA per le quali è stata attivata la fair value option perchè al servizio di un prestito obbligazionario convertibile emesso il 15 gennaio 2013 (proventi per €6 milioni). Gli altri oneri netti relativi al 2011 di €157 milioni riguardavano essenzialmente l'azzeramento del valore di libro della Ceska Rafinerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulla relativa CGU per le aspettative reddituali negative del settore della raffinazione (€157 milioni).

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Imposte correnti:			
- imprese italiane	696	620	755
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	7.893	8.286	10.214
- imprese estere	521	635	455
	9.110	9.541	11.424
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(431)	(418)	376
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(97)	936	127
- imprese estere	(1)	(156)	(268)
	(529)	362	235
	8.581	9.903	11.659

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di €755 milioni riguardano l'IRES per €525 milioni, l'IRAP per €142 milioni e imposte estere per €88 milioni.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 70,2% (54,2% e 55,7% rispettivamente nel 2010 e nel 2011) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 43,9% (39,6% e 43,1% rispettivamente nel 2010 e nel 2011) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38,0%²⁰ (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2010	2011	2012
Aliquota teorica	39,6	43,1	43,9
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	15,6	12,7	16,9
- effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali			7,7
- effetto applicazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	1,5	1,0	1,5
- differenze permanenti e altre motivazioni	(2,5)	(1,1)	0,2
	14,6	12,6	26,3
	54,2	55,7	70,2

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 17,8 punti percentuali (16,8 e 17,2 punti percentuali nel 2010 e nel 2011).

La svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di 7,7 punti percentuali riguarda le imprese italiane rientranti nel consolidato fiscale e deriva dalla circostanza che queste attività sono valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane.

Nel 2012, le differenze permanenti e altre motivazioni di 0,2 punti percentuali comprendono l'effetto di 3,3 punti percentuali relativo alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Europeo del gas e, in diminuzione, 4,5 punti percentuali relativi alla non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulla partecipata Galp Energia SGPS SA. Nel 2011, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 1,1 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,2 punti percentuali relativo all'ineducibilità dell'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme. Nel 2010, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 2,5 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,7 punti percentuali relativi al provento non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust.

(20) Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a 25 milioni) con effetto dal 1° gennaio 2008 e gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011) con l'estensione dell'ambito di applicazione alle società operanti nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture energetiche.

Le imposte sul reddito relative alle discontinued operations, comprese nella voce di conto economico "Utile netto (perdita netta) dell'esercizio" si analizzano come segue:

(€ milioni)	2010	2011	2012
Imposte correnti:			
- imprese italiane	619	788	489
	619	788	489
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(43)	(17)	124
	(43)	(17)	124
	576	771	613

Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 31 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

40 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.454.738, di 3.622.616.182 e di 3.622.764.007 rispettivamente negli esercizi 2010, 2011 e 2012.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

Al 31 dicembre 2010, 2011 e 2012 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.622.469.713, di 3.622.616.182 e di 3.622.764.007 rispettivamente negli esercizi 2010, 2011 e 2012.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	2010	2011	2012
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.622.454.738	3.622.616.182	3.622.764.007
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	14.975		
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.622.469.713	3.622.616.182	3.622.764.007
Utile netto di competenza Eni (€ milioni)	6.318	6.860	7.788
Utile per azione semplice (ammontari in € per azione)	1,74	1,89	2,15
Utile per azione diluito (ammontari in € per azione)	1,74	1,89	2,15
Utile netto di competenza Eni - Continuing operations (€ milioni)	6.252	6.902	4.198
Utile per azione semplice (ammontari in € per azione)	1,72	1,90	1,16
Utile per azione diluito (ammontari in € per azione)	1,72	1,90	1,16
Utile (Perdita) netto di competenza Eni - Discontinued operations (€ milioni)	66	(42)	3.590
Utile (Perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,02	(0,01)	0,99
Utile (Perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,02	(0,01)	0,99

41 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(€ milioni)							Altre attività ^(d)		Discontinued operations ^(d)				
	Exploration & Production	Gas & Power ^(e)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Utili interni	Totale	Snam	Elisiumi infragruppo	Continuing operations
2010													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	29.497	27.806	43.190	6.141	10.581	1.386	3.526	105	100				
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.550)	(969)	(1.345)	(243)	(1.802)	(1.255)	(1.620)	(25)					
Ricavi da terzi	12.947	26.837	41.845	5.898	8.779	131	1.906	80	100	98.523	(1.906)		96.617
Risultato operativo	13.866	896	149	(86)	1.302	(361)	2.000	(1.384)	(271)	16.111	(2.000)	1.371	15.482
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	33	(64)	199	2	35	50	6	1.146		1.407	(6)		1.401
Ammortamenti e svalutazioni	7.051	851	409	135	516	79	548	10	(20)	9.579	(548)		9.031
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	344	68	1		(10)	44	(2)		537	(44)		493
Attività direttamente attribuibili ^(b)	49.573	18.300	14.356	3.076	12.715	754	16.643	362	(917)	114.862			
Attività non direttamente attribuibili										16.998			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.974	1.988	1.058	30	174	8	382	54		5.668			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.330	7.593	6.197	874	5.760	1.307	2.455	2.898	(101)	39.313			
Passività non direttamente attribuibili										36.819			
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.690	265	711	251	1.552	109	1.420	22	(150)	13.870			
2011													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	29.121	33.093	51.219	6.491	11.834	1.365	3.591	85	(54)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.444)	(1.344)	(2.791)	(289)	(1.324)	(1.249)	(1.692)	(23)					
Ricavi da terzi	10.677	31.749	48.428	6.202	10.510	116	1.899	62	(54)	109.589	(1.899)		107.690
Risultato operativo	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	17.435	(2.084)	1.452	16.803
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	53	113	57	11	79	13	24	201		551	(24)		527
Ammortamenti e svalutazioni	6.440	567	839	250	631	75	533	6	(23)	9.318	(533)		8.785
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	232	100		95	(1)	44	(45)		544	(44)		500
Attività direttamente attribuibili ^(b)	56.139	18.708	15.031	3.066	13.521	810	17.649	378	(1.060)	124.242			
Attività non direttamente attribuibili										18.703			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.317	1.990	890	38	179	7	385	37		5.843			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	13.844	8.428	5.972	761	5.437	1.095	2.465	3.020	(54)	40.968			
Passività non direttamente attribuibili										41.584			
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.435	192	866	216	1.090	128	1.529	10	(28)	13.438			

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

[b] Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

[c] Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

[d] I risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Altre attività ^(d)									Discontinued operations ^(d)			
	Exploration & Production	Gas & Power ^(c)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Utili interni	Totale	Snam	Elisioni infragruppo	Continuing operations
2012													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	35.881	36.200	62.656	6.418	12.771	1.369	2.646	119	(75)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(20.322)	(2.031)	(2.966)	(411)	(1.107)	(1.242)	(1.274)	(40)					
Ricavi da terzi	15.559	34.169	59.690	6.007	11.664	127	1.372	79	(75)	128.592	(1.372)		127.220
Risultato operativo	18.451	(3.221)	(1.303)	(683)	1.433	(345)	1.676	(302)	208	15.914	(1.676)	788	15.026
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	41	471	93	22	36	140	72	68		943	(72)		871
Ammortamenti e svalutazioni	8.535	2.899	1.174	202	708	65	284	3	(25)	13.845	(284)		13.561
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	39	144	40	2	55	(1)	38	(1)		316	(38)		278
Attività direttamente attribuibili ^(b)	59.128	19.736	14.818	3.151	14.430	966		474	(776)	111.927			
Attività non direttamente attribuibili										27.714			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.162	1.550	274	50	187	6		36		4.265			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	15.921	10.195	6.203	733	5.169	1.161		2.946	21	42.349			
Passività non direttamente attribuibili										34.579			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.307	225	842	172	1.011	152	756	14	38	13.517			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

(d) I risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività".

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2010								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	45.342	16.322	5.091	6.837	12.459	27.322	1.489	114.862
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.044	1.710	724	1.156	1.941	5.083	212	13.870
2011								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	47.908	16.196	6.763	7.465	14.077	29.942	1.891	124.242
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.587	1.337	1.174	978	1.608	4.369	385	13.438
2012								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.406	15.013	10.479	7.167	14.828	31.224	1.810	111.927
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.886	1.255	1.630	1.184	1.663	4.725	174	13.517

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2010	2011	2012
Italia	45.896	31.906	33.998
Resto dell'Unione Europea	21.125	35.536	35.578
Resto dell'Europa	4.172	7.537	9.940
Americhe	6.282	9.612	15.282
Asia	5.785	10.258	16.394
Africa	13.068	11.333	14.681
Altre aree	289	1.508	1.347
	96.617	107.690	127.220

42 Rapporti con parti correlate

Nel corso del 2012, Eni ha concluso un'operazione con parti correlate di maggiore rilevanza, come definita dalla procedura interna in materia, in linea con quanto stabilito dal Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, e successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010. Con riferimento a tale operazione avente a oggetto la cessione a Cassa Depositi e Prestiti di una partecipazione pari al 30% meno un'azione del capitale sociale votante di Snam formalizzata il 15 ottobre 2012, Eni ha predisposto il documento informativo, pubblicato in data 6 giugno 2012 (e disponibile sul sito eni.com) redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob, e ai sensi dell'articolo 71 del Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999, come successivamente modificato e integrato. Maggiori informazioni sull'operazione sono riportate alla nota n. 17 - Partecipazioni.

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 imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel prosieguo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
- (c) i contributi alla 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. I rapporti sono di ammontare non significativo.

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 della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2012" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2010, 2011 e 2012 è la seguente:

Esercizio 2010

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2010			2010						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14	2		1	5		56			
Agiba Petroleum Co	2	5			95					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	65			78					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		32	1	19	51		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	13	14	37		152			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	20						121			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	28	12	6.054		5			37		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	3	76		3			6		
Eni Gas & Power France SA (ex Altergaz SA)							262			
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	3						62			
GreenStream BV	4	13			95		1	2		
Karachaganak Petroleum Operating BV	39	253		821	346	28	8	7		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	51	1						17		
Mellitah Oil & Gas BV	30	137			225			33		
Petrobrel Belayim Petroleum Co	8	34			714			3	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	21	20			266		157	7	1	
Rosa GmbH	7						50			
Saipon Snc	2		53					29		
Super Octanos CA		23		58			2			
Supermetanol CA		13		57					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69		32	149		1	37		
Transitgas AG		8			70					
Unión Fenosa Gas SA	11		58				60		1	
Altre (*)	138	51	11	27	232	50	35	86	11	
	406	755	6.290	1.015	2.486	78	817	266	16	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	177	285		2	894	5		917	7	
Eni BTC Ltd			152							
Altre (*)	22	22	3	4	48	2	5	23	4	
	199	307	155	6	942	7	5	940	11	
	605	1.062	6.445	1.021	3.428	85	822	1.206	27	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	44		20	316	1	124	114		
Gruppo Finmeccanica	44	44		50	36		22	9		
GSE - Gestore Servizi Energetici	94	104		466		81	462	16		3
Gruppo Terna	35	41		115	71	31	55	28	9	38
Altre imprese a controllo statale (*)	62	44			74	2	44	3	21	
	318	277		651	497	115	707	170	30	41
	923	1.339	6.445	1.672	3.925	200	1.529	1.376	57	41
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1		
Altre (*)								5	1	
								6	1	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel					2		4	357		
Gruppo Finmeccanica					1					
Altre imprese a controllo statale (*)						2		2		
					3	2	4	359		
					3	2	4	365	1	
	923	1.339	6.445	1.672	3.928	202	1.533	1.741	58	41

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

Esercizio 2011

[€ milioni]

Denominazione	Crediti e altre attività	31.12.2011			2011			Altri proventi (oneri) operativi	
		Debiti e altre passività	Garanzie		Costi		Ricavi		
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Continuing operations									
Imprese a controllo congiunto e collegate									
ACAM Clienti SpA	14		2		6		60		
Agiba Petroleum Co	3	5			86				
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	63			43				
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		33	1	25	59		2		
Blue Stream Pipeline Co BV	8	12			146			2	
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16						147		
CEPAV [Consorzio Eni per l'Alta Velocità] Uno	42	10	6.074		4			21	
CEPAV [Consorzio Eni per l'Alta Velocità] Due	24	91			84			38	
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	29						201		
Gaz de Bordeaux SAS	11						69		
Karachaganak Petroleum Operating BV	38	205		1.108	256	23	8	5	
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	2			2			13	
Mellitah Oil & Gas BV	28	141			71			3	
Petrobel Belayim Petroleum Co	25	46			576			69	
Petromar Lda	74	6	57		7			68	
Raffineria di Milazzo ScpA	29	31			322		232	16	1
Saipon Snc	21		48					5	
Super Octanos CA	6	35		58				7	1
Supermetanol CA		10		72					1
Trans Austria Gasleitung GmbH				33	160		3	54	
Unión Fenosa Gas SA			58				130		1
Altre (*)	181	100	3	37	310	70	131	89	7
	604	790	6.243	1.333	2.132	93	983	390	11
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento									
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	149	238			781	7		1.182	7
Eni BTC Ltd			157						
Altre (*)	53	68	6	11	51	3	11	11	8
	202	306	163	11	832	10	11	1.193	15
	806	1.096	6.406	1.344	2.964	103	994	1.583	26
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Enel	83	48		5	429	1	33	85	
Gruppo Finmeccanica	48	51		14	53		22	12	
GSE - Gestore Servizi Energetici	149	158		615		54	607	10	
Gruppo Terna	19	52		119	110	23	56	26	11
Altre imprese a controllo statale (*)	61	41		1	77	1	49		4
	360	350		754	669	79	767	133	15
	1.166	1.446	6.406	2.098	3.633	182	1.761	1.716	41
Discontinued operations									
Imprese a controllo congiunto e collegate									
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1	
Altre (*)					1			4	1
					1			5	1
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Enel						1		397	1
Gruppo Finmeccanica					1				
Altre imprese a controllo statale (*)						4		3	
					1	5		400	1
					2	5		405	2
	1.166	1.446	6.406	2.098	3.635	187	1.761	2.121	43

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

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012			2012						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	19	1	2				65	1		
Agiba Petroleum Co	3	67			96					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA					86					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		38	2	30	56		1			
Blue Stream Pipeline Co BV	3	11			155			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	9						84			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	66	19	6.122		5			16		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	51	51			51			85		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	60						287			
Gaz de Bordeaux SAS							56			
GreenStream BV	9	21			121	1		1		
InAgip doo	54	10			24		53	1		
Karachaganak Petroleum Operating BV	28	56		1.331	244	14	5	8		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	1			2			7		
Mellitah Oil & Gas BV	7	47			166		5	12		
Petrobel Belayim Petroleum Co	31	328			585			79		
Raffineria di Milazzo ScpA	20	9			365	4	218	7	1	
Saipon Snc	112		42					25		
Supermetanol CA		16			74				1	
Toscana Energia SpA					86				1	
Unión Fenosa Gas SA	2	3	57			6	120		1	
Altre (*)	155	30	47	15	145	8	149	100	5	
	683	708	6.272	1.450	2.187	33	1.043	343	9	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	236	172			605	2		1.064	5	
Eni BTC Ltd			154							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	54	3						7	7	
Altre (*)	14	59	6	7	50	4	17	3	7	
	304	234	160	7	655	6	17	1.074	19	
	987	942	6.432	1.457	2.842	39	1.060	1.417	28	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	16	8		4	554		55	90	1	(?)
Gruppo Finmeccanica	30	50		14	70		17	1		
Gruppo Snam	182	482	46	13	558	2	102	26	1	
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	66		627		58	777	18	12	
Gruppo Terna	47	61		166	126	12	95	67	14	17
Altre imprese a controllo statale (*)	42	29			59	24	57	1		
	403	696	46	824	1.367	96	1.103	203	28	10
	1.390	1.638	6.478	2.281	4.209	135	2.163	1.620	56	10
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1	1	
Toscana Energia SpA								1		
Altre (*)								1		
								3	1	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel					87			295		
Altre imprese a controllo statale (*)						1		3	1	
					87	1		298	1	
					87	1		301	2	
	1.390	1.638	6.478	2.281	4.296	136	2.163	1.921	58	10

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

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- la vendita di gas naturale ed energia elettrica alla ACAM Clienti SpA;
- la vendita di gas naturale alle società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Gaz de Bordeaux SAS;
- 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, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- il servizio di vettoriamento del gas e dell'energia elettrica svolto dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA e dalla Toscana Energia SpA;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alle collegate Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e GreenStream BV;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- 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;
- 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;
- i rapporti verso la InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione in un giacimento minerario situato nell'off-shore adriatico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse di Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società KWANDA - Suporte Logistico Lda;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalla società Supermetanol CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- 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:

- il servizio di trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile, la compravendita di energia elettrica, l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, servizi di distribuzione e vettoriamento dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas al Gruppo Snam 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 di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici;
- 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.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2010, 2011 e 2012 è la seguente:

Esercizio 2010

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2010			2010		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV	104	3			1	
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	119					
Blue Stream Pipeline Co BV		8	648		9	
GreenStream BV	459	2			19	
Raffineria di Milazzo ScpA			120			
Trans Austria Gasleitung GmbH	144				6	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	141				5	
Altre (*)	105	75	24			
	1.072	88	792		40	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	53	39	1		1	
	53	39	1		1	
	1.125	127	793		41	

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

Esercizio 2011

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2011			2011		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV		3	204			
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	107					
Blue Stream Pipeline Co BV		291	669		6	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	503	1			26	
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1	
Société Centrale Electrique du Congo SA	93		6			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115				4	
Unión Fenosa Gas SA		85				
Altre (*)	104	64		1	9	
	982	444	1.051	1	46	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	57	59	1		3	
	57	59	1		3	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						338
						338
	1.039	503	1.052	1	49	338

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

Esercizio 2012

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2012			2012		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Continuing operations						
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	94				1	
Blue Stream Pipeline Co BV		291	657	2	3	
CARDÓN IV SA	80				3	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	453				29	
Raffineria di Milazzo ScpA	40		75		2	
Société Centrale Electricque du Congo SA	92					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	82				6	
Altre (*)	94	63	12	1	2	
	935	354	828	3	46	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	58	49	1	1		
	58	49	1	1		
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				6	
Gruppo Snam	141				1	
	1.024				7	
	2.017	403	829	4	53	
Discontinued operations						
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						2.019
						2.019
	2.017	403	829	4	53	2.019

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

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Blue Stream Pipeline Co BV, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione, a CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario e alla Société Centrale Electricque du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- i finanziamenti per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV.

I crediti finanziari e i proventi su partecipazioni verso il Gruppo Cassa Depositi e Prestiti riguardano l'operazione di cessione del controllo del Gruppo Snam (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 17 - Partecipazioni). I crediti verso il Gruppo Snam riguardano crediti finanziari sorti a seguito dell'estinzione di operazioni su strumenti finanziari derivati.

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)	31.12.2010			31.12.2011			31.12.2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	1.356	5,74	24.595	1.496	6,08	28.621	2.714	9,48
Altre attività correnti	1.350	9	0,67	2.326	2	0,09	1.624	8	0,49
Altre attività finanziarie	1.523	668	43,86	1.578	704	44,61	1.229	642	52,24
Altre attività non correnti	3.355	16	0,48	4.225	3	0,07	4.400	43	0,98
Passività finanziarie a breve termine	6.515	127	1,95	4.459	503	11,28	2.223	403	18,13
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	1.297	5,75	22.912	1.446	6,31	23.581	1.616	6,85
Altre passività correnti	1.620	5	0,31	2.237			1.437	6	0,42
Altre passività non correnti	2.194	45	2,05	2.900			1.977	16	0,81

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

(€ milioni)	2010			2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	96.617	2.905	3,01	107.690	3.477	3,23	127.220	3.783	2,97
Altri ricavi e proventi	967	57	5,89	926	41	4,43	1.546	56	3,62
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	68.774	5.820	8,46	78.795	5.880	7,46	95.363	6.604	6,93
Costo lavoro	4.428	28	0,63	4.404	33	0,75	4.658	21	0,45
Altri proventi (oneri) operativi	131	41	31,30	171	32	18,71	(158)	10	..
Proventi finanziari	6.109	41	0,67	6.376	49	0,77	7.218	53	0,73
Oneri finanziari	(6.727)			(7.410)	(1)	0,01	(8.274)	(4)	0,05
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	619			1.623	338	20,83	2.603		
Discontinued operations									
Totale ricavi	1.895	370	19,53	1.906	407	21,35	1.886	303	16,07
Costi operativi	1.266	5	0,39	1.274	7	0,55	998	88	8,82
Proventi (oneri) su partecipazioni	44			48			3.508	2.019	57,55

Le operazioni con parti correlate fanno parte della 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)	2010	2011	2012
Ricavi e proventi	2.962	3.518	3.839
Costi e oneri	(5.820)	(4.497)	(5.375)
Altri proventi (oneri) operativi	41	32	10
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	182	(140)	(280)
Interessi	41	48	49
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(2.594)	(1.039)	(1.757)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	365	400	215
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.229)	(639)	(1.542)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.764)	(1.416)	(1.250)
Disinvestimenti in partecipazioni		533	3.517
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	10	(21)	261
Variazione crediti finanziari	128	104	(993)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.626)	(800)	1.535
Variazione debiti finanziari	(23)	348	(94)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(23)	348	(94)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(3.878)	(1.091)	(101)

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

[€ milioni]	2010			2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa netto da attività operativa	14.694	(2.229)	..	14.382	(639)	..	12.371	(1.542)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(12.965)	(1.626)	12,54	(11.218)	(800)	7,13	(8.291)	1.535	..
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.827)	(23)	1,26	(3.223)	348	..	2.201	(94)	..

43 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I (proventi) oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

[€ milioni]	2010	2011	2012
Transazione TSKJ	24		
Sanzioni antitrust	(270)	69	
	(246)	69	

Nel 2012 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

Nel 2011 le operazioni significative non ricorrenti hanno riguardato l'accantonamento di €69 milioni per adeguare la stima della passività esistente a fronte di un procedimento antitrust europeo nel settore delle gomme tenuto conto di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.

Nel 2010 il provento di €270 milioni connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'onere di €24 milioni connesso alla sanzione pecuniaria di \$30 milioni conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria per il procedimento TSKJ; la sanzione pecuniaria pone termine al procedimento giudiziario.

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

Nel 2010, 2011 e nel 2012 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

45 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Nel gennaio 2013 è proseguito lo smobilizzo della partecipazione in Snam attraverso il collocamento di €1.250 milioni di bond senior unsecured convertibili in azioni ordinarie di Snam della durata di 3 anni e cedola annuale dello 0,625%. I Bond saranno convertibili in azioni ordinarie Snam ad un prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al prezzo corrente. Il sottostante dei bond è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie Snam, pari a circa l'8,54% del capitale della società. Le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Gli effetti sono stati trascurabili. In caso di mancato raggiungimento dello strike price, Eni ha comunque la facoltà alla scadenza del bond di rimborsare gli obbligazionisti con le azioni Snam sottostanti valorizzate al prezzo di mercato corrente alla data di rimborso.

Nel marzo 2013 è stato firmato l'accordo per la cessione alla società CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa SpA, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione del 28,57% in Eni East Africa SpA acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa SpA rimane proprietaria del 50%.

■ Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	11.356	11.481	15.519	19.539	2.523	6.136	8.976	1.889	77.419
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	325	582	2.893	40	1.543	1.409	204	7.027
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	285	34	1.442	923	85	41	61	13	2.884
Immobilizzazioni in corso	956	1.778	2.755	898	5.333	136	1.029		12.885
Costi capitalizzati lordi	12.628	13.618	20.298	24.253	7.981	7.856	11.475	2.106	100.215
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.633)	(8.582)	(9.750)	(13.069)	(906)	(5.411)	(6.806)	(650)	(53.807)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(a) (b)}	3.995	5.036	10.548	11.184	7.075	2.445	4.669	1.456	46.408
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	80	240		698	330		1.350
Attività relative a riserve probabili e possibili		44				271			315
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8			6	3		17
Immobilizzazioni in corso		2	1	1.011		185	223		1.422
Costi capitalizzati lordi		48	89	1.251		1.160	556		3.104
Fondi ammortamento e svalutazione		(2)	(74)	(131)		(388)	(89)		(684)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(a) (b)}		46	15	1.120		772	467		2.420
2012									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	12.579	12.428	16.240	20.875	2.451	6.477	10.018	1.894	82.962
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	324	411	3.047	39	1.467	1.249	200	6.768
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	267	39	1.421	961	75	78	59	12	2.912
Immobilizzazioni in corso	732	3.347	3.181	974	5.746	358	876	1	15.215
Costi capitalizzati lordi	13.609	16.138	21.253	25.857	8.311	8.380	12.202	2.107	107.857
Fondi ammortamento e svalutazione	(9.364)	(9.346)	(10.671)	(14.225)	(928)	(6.002)	(7.879)	(832)	(59.247)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(a) (b)}	4.245	6.792	10.582	11.632	7.383	2.378	4.323	1.275	48.610
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		1	83	52		964	322		1.422
Attività relative a riserve probabili e possibili		54				279			333
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso		22	1	1.052		114	200		1.389
Costi capitalizzati lordi		77	91	1.104		1.363	525		3.160
Fondi ammortamento e svalutazione		(55)	(72)			(421)	(111)		(659)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(a) (b)}		22	19	1.104		942	414		2.501

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €614 milioni nel 2011 e per €672 milioni nel 2012 per le società consolidate e per €11 milioni nel 2011 e €24 milioni nel 2012 per le società in joint venture e collegate.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a €3.608 milioni nel 2011 e €4.071 milioni nel 2012 e per le società in joint venture e collegate pari a €101 milioni nel 2011 e €74 milioni nel 2012.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	34	114	84	406	6	223	119	26	1.012
Costi di sviluppo ^(a)	579	890	2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	8.911
Totale costi sostenuti società consolidate	613	1.004	2.758	2.315	1.037	582	1.428	186	9.923
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			4	2		4	35		45
Costi di sviluppo ^(b)			7	200		46	114		367
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			11	202		50	149		412
2011									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo ^(a)	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
Totale costi sostenuti società consolidate	853	2.021	1.672	2.877	941	541	1.031	310	10.246
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo ^(b)		2	3	659		68	154		886
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		7	3	664		76	163		913
2012									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo ^(a)	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
Totale costi sostenuti società consolidate	1.077	2.636	1.608	3.415	765	895	1.153	112	11.661
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo ^(b)		19	7	117		188	154		485
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		32	9	128		192	154		515

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €269 milioni nel 2010, per €918 milioni nel 2011 e per €1.381 milioni nel 2012.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per -€3 milioni nel 2010, per €15 milioni nel 2011 e per €63 milioni nel 2012.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	14.705
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	11.733
Totale ricavi	2.725	3.269	8.698	7.010	1.214	1.463	1.701	358	26.438
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.047	2.237	6.265	2.985	779	179	288	155	13.935
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	665	941	2.228	1.023	488	60	134	119	5.658
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			16	65		69	206		356
Totale ricavi			16	65		69	206		356
Costi operativi			(16)	(9)		(7)	(9)		(41)
Imposte sulla produzione			(3)				(69)		(72)
Costi di ricerca			(4)	(2)		(4)	(35)		(45)
Ammortamenti e svalutazioni			(4)	(26)		(25)	(17)		(72)
Altri (oneri) proventi			6	12		(10)	(67)		(59)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	40		23	9		67
Imposte sul risultato			4	(20)		(17)	(33)		(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)			(1)	20		6	(24)		1

(a) Include svalutazioni di attività per €123 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate pari a €385 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione pari a €5 milioni.

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
Totale ricavi	3.583	4.209	7.046	7.882	1.679	1.411	1.766	437	28.013
Costi operativi	(284)	(566)	(483)	(830)	(171)	(183)	(364)	(88)	(2.969)
Imposte sulla produzione	(245)		(165)	(853)		(37)			(1.300)
Costi di ricerca	(38)	(113)	(128)	(509)	(6)	(177)	(136)	(58)	(1.165)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(606)	(704)	(843)	(1.435)	(112)	(486)	(901)	(103)	(5.190)
Altri (oneri) proventi	(562)	142	(508)	(314)	(160)	(151)	125	8	(1.420)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.848	2.968	4.919	3.941	1.230	377	490	196	15.969
Imposte sul risultato	(761)	(2.043)	(3.013)	(2.680)	(413)	(157)	(184)	(120)	(9.371)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.087	925	1.906	1.261	817	220	306	76	6.598
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
Totale ricavi		2	19	93		89	262		465
Costi operativi			(11)	(10)		(9)	(17)		(47)
Imposte sulla produzione		(1)	(4)				(113)		(118)
Costi di ricerca		(6)		(5)		(8)	(9)		(28)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(24)		(23)	(21)		(69)
Altri (oneri) proventi		(4)	6	11		(20)	(51)		(58)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(9)	9	65		29	51		145
Imposte sul risultato			(4)	(35)		(32)	(4)		(75)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(9)	5	30		(3)	47		70

(a) Include svalutazioni di attività per €189 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €118 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €20 milioni.

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
Totale ricavi	3.762	3.892	11.467	8.283	1.827	1.812	1.720	758	33.521
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(779)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.612)
Altri (oneri) proventi	(202)	(120)	(937)	(447)	206	(151)	74	(42)	(1.619)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.140	2.280	8.244	3.362	1.722	459	30	292	18.529
Imposte sul risultato	(918)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.234)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate ^(b)	1.222	756	3.050	854	986	283	16	128	7.295
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
Totale ricavi		2	20	44		144	300		510
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(61)	5	(33)		75	62		48
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate ^(b)		(61)	2	(29)		39	24		(25)

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €189 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €2 milioni.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della U.S. Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2012 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 111 \$/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²¹ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti²². Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2012 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2012 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 33% delle riserve Eni al 31 dicembre 2012²³.

Nel triennio 2010-2012 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2012 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Bouri e Bu Attifel (Libia) e M'Boundi (Congo).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 55%, il 49% e il 47% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,6%, lo 0,8% e l'1,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2010, 2011 e 2012.

[21] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[22] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2012".

[23] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
<i>di cui: sviluppate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
<i>non sviluppate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	38	17	178	75	(37)	62	2		335
Miglioramenti di recupero assistito			1	1					2
Estensioni e nuove scoperte		25	13	22			1		61
Produzione	(23)	(44)	(108)	(116)	(24)	(17)	(22)	(3)	(357)
Cessioni			(1)	(2)					(3)
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
<i>di cui: sviluppate</i>			10	4		7	13		34
<i>non sviluppate</i>			3	3		43	3		52
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			8			(6)	(2)		
Miglioramenti di recupero assistito							12		12
Estensioni e nuove scoperte							117		117
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
Sviluppate	183	207	674	537	251	44	87	20	2.003
consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
joint venture e collegate			18	4		5	25		52
Non sviluppate	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
consolidate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
joint venture e collegate			1	2		39	114		156

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
<i>di cui: sviluppate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
<i>non sviluppate</i>	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	(112)	(20)	1		(15)
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte		9	2	11			17		39
Produzione	(23)	(44)	(75)	(100)	(23)	(13)	(20)	(4)	(302)
Cessioni		(2)		(7)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
<i>di cui: sviluppate</i>			18	4		5	25		52
<i>non sviluppate</i>			1	2		39	114		156
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		28
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		70
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
Sviluppate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
joint venture e collegate			1	18		110	126		255

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
<i>di cui: sviluppate</i>	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
<i>non sviluppate</i>	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	181
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		86
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	(316)
Cessioni				(6)	(23)				(29)
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
<i>di cui: sviluppate</i>			16	4			25		45
<i>non sviluppate</i>			1	18		110	126		255
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			1
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			4
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		(7)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
joint venture e collegate				16		106	100		222

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
<i>di cui: sviluppate</i>	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
<i>non sviluppate</i>	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	6.626	1.359	22.016	4.572	(5.059)	5.983	1.160	(512)	36.145
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	3	5.016	4.135			116	138	614	10.022
Produzione	(6.958)	(5.782)	(17.232)	(4.551)	(2.449)	(4.497)	(4.095)	(989)	(46.553)
Cessioni	(1.350)		(59)	(1)			(8)		(1.418)
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
<i>di cui: sviluppate</i>			314	142		6.133	35		6.624
<i>non sviluppate</i>			105	2.275		35.978	9		38.367
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			180	(26)		1.217	69		1.440
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			157	957			515		1.629
Produzione			(60)	(9)		(298)	(1)		(368)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	176.463	63.578	53.063	67.694	15.629	15.393	506.356
Sviluppate	58.379	31.220	88.416	43.991	45.893	21.907	12.384	15.268	317.458
consolidate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
joint venture e collegate			627	107		6.051	173		6.958
Non sviluppate	16.498	8.439	88.047	19.587	7.170	45.787	3.245	125	188.898
consolidate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
joint venture e collegate			69	3.232		36.979	454		40.734

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(milioni di metri cubi)

	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
<i>di cui: sviluppate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
<i>non sviluppate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
Acquisizioni	257								257
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	18.995
Miglioramenti di recupero assistito		93							93
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		5.096
Produzione	(6.969)	(5.555)	(13.077)	(5.232)	(2.387)	(4.180)	(3.452)	(1.010)	(41.862)
Cessioni		(14)		(11)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
<i>di cui: sviluppate</i>			627	107		6.051	173		6.958
<i>non sviluppate</i>			69	3.232		36.979	454		40.734
Acquisizioni		54							54
Revisioni di precedenti stime			(64)	4.168		10.531	304		14.939
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.093		32.585	36.086		70.764
Produzione		(4)	(64)	(20)		(266)	(2)		(356)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
Sviluppate									
consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
joint venture e collegate		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(milioni di metri cubi)

	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
di cui: sviluppate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
non sviluppate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	17.156
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		17.789
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	(45.728)
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				(28.626)
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
di cui: sviluppate		3	498	108		665	237		1.511
non sviluppate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(43)	(53)	95		33	37.950		37.982
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				477		1.082	20.917		22.476
Produzione		(5)	(55)	(46)		(812)	(5)		(923)
Cessioni				(99)			(871)		(970)
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
consolidate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
joint venture e collegate		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
consolidate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		179.644

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas [Topic 932].

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2010									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.047	27.973	86.728	45.790	41.053	9.701	8.546	3.846	253.684
Costi futuri di produzione	(4.865)	(7.201)	(12.896)	(13.605)	(6.686)	(3.201)	(2.250)	(611)	(51.315)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.499)	(6.491)	(8.827)	(5.310)	(5.192)	(3.489)	(1.713)	(221)	(35.742)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.683	14.281	65.005	26.875	29.175	3.011	4.583	3.014	166.627
Imposte sul reddito future	(6.289)	(9.562)	(37.108)	(14.468)	(7.213)	(872)	(910)	(805)	(77.227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	14.394	4.719	27.897	12.407	21.962	2.139	3.673	2.209	89.400
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.224)	(1.608)	(13.117)	(3.884)	(14.829)	(419)	(1.392)	(850)	(43.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.170	3.111	14.780	8.523	7.133	1.720	2.281	1.359	46.077
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			498	750		2.893	7.363		11.504
Costi futuri di produzione			(251)	(98)		(972)	(2.676)		(3.997)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(35)	(128)		(879)	(1.188)		(2.230)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			212	524		1.042	3.499		5.277
Imposte sul reddito future			(2)	(69)		(338)	(2.145)		(2.554)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			210	455		704	1.354		2.723
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(113)	(160)		(515)	(852)		(1.640)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			97	295		189	502		1.083
Totale	7.170	3.111	14.877	8.818	7.133	1.909	2.783	1.359	47.160
31 dicembre 2011									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	323.273
Costi futuri di produzione	(5.740)	(7.666)	(17.627)	(15.191)	(7.845)	(3.852)	(2.687)	(813)	(61.421)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.712)	(7.059)	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	(35.751)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	27.748	23.249	82.559	38.338	38.893	3.709	7.457	4.148	226.101
Imposte sul reddito future	(9.000)	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	(109.381)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.748	7.337	35.883	15.263	29.027	2.585	4.983	2.894	116.720
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.692)	(2.572)	(16.191)	(4.833)	(17.599)	(559)	(1.914)	(1.122)	(54.482)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.056	4.765	19.692	10.430	11.428	2.026	3.069	1.772	62.238
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		21	649	1.866		6.141	15.067		23.744
Costi futuri di produzione		(5)	(259)	(471)		(1.540)	(4.598)		(6.873)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(2)	(36)	(147)		(1.247)	(1.754)		(3.186)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		14	354	1.248		3.354	8.715		13.685
Imposte sul reddito future		(3)	(3)	(189)		(824)	(5.368)		(6.387)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		11	351	1.059		2.530	3.347		7.298
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(183)	(475)		(1.825)	(2.155)		(4.638)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		11	168	584		705	1.192		2.660
Totale	9.056	4.776	19.860	11.014	11.428	2.731	4.261	1.772	64.898

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2012									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.756	23.211	81.376	35.261	40.141	3.053	6.986	3.839	214.623
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	13.845	8.148	37.120	13.913	29.848	2.150	4.080	2.658	111.762
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.326	5.518	20.581	8.937	11.905	1.654	2.743	1.628	61.292
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		29.074
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			438	2.917		3.412	10.566		17.333
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			402	1.626		2.617	4.837		9.482
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			196	664		870	1.216		2.946
Totale	8.326	5.518	20.777	9.601	11.905	2.524	3.959	1.628	64.238

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2010, 2011 e 2012.

(€ milioni)

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2009	31.500	257	31.757
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(22.194)	(243)	(22.437)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	24.415	406	24.821
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.926	1.409	3.335
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.464)	(386)	(6.850)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.520	368	8.888
- revisioni delle quantità stimate	12.600	143	12.743
- effetto dell'attualizzazione	6.519	53	6.572
- variazione netta delle imposte sul reddito	(11.802)	(1.115)	(12.917)
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(177)		(177)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.234	191	1.425
Saldo aumenti (diminuzioni)	14.577	826	15.403
Valore al 31 dicembre 2010	46.077	1.083	47.160
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	(24.044)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	41.403
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	4.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	(4.282)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	8.167
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	1.250
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	8.875
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	(18.745)
- acquisizioni di riserve	37	10	47
- cessioni di riserve	(146)		(146)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	1.176
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.161	1.577	17.738
Valore al 31 dicembre 2011	62.238	2.660	64.898
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	(883)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(946)	286	(660)
Valore al 31 dicembre 2012	61.292	2.946	64.238



Note al Consolidato di Sostenibilità

■ Criteri di redazione

Il 2012 ha rappresentato per Eni il secondo anno di adesione al Pilot Program lanciato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC) per la sperimentazione del Bilancio Integrato. In linea con il "Prototype of the International Framework" pubblicato dall'IIRC, Eni ha proseguito il percorso di integrazione di informative finanziarie e di sostenibilità prevedendo nella Relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale 2012 la presentazione delle correlazioni esistenti tra elementi di scenario e contesto competitivo, performance e direttrici strategiche. Inoltre il bilancio integrato quest'anno è arricchito da esempi di applicazione del modello di business oltre che da una rappresentazione del modello di gestione integrata dei rischi. Infine la sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità 2012" (di seguito Consolidato di Sostenibilità) riporta i key performance indicators rilevati su base annuale.

Il reporting di sostenibilità 2012 e gli indicatori di performance riferiti al triennio 2010-2012, inclusi nella presente sezione, sono predisposti in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines & Oil and Gas Sector Supplement - versione 3.1" emesse dal GRI - Global Reporting Initiative, con particolare riferimento ai principi della materialità, completezza, inclusività degli stakeholder e contesto di sostenibilità.

Materialità e inclusività degli stakeholder

Al fine di definire i temi di sostenibilità considerati prioritari sia in termini di rilevanza per gli stakeholder esterni di riferimento sia di significatività interna all'azienda, nel corso del 2012 è stata condotta un'analisi di materialità per individuare i temi di sostenibilità che sono rendicontati nel presente documento.

Il livello di interesse esterno dei temi di sostenibilità è rilevato attraverso un'analisi che considera diversi fattori: lo scenario energetico, politico, economico e sociale, a livello globale e locale, il benchmarking su un panel di aziende del settore O&G e di altri settori con caratteristiche dimensionali e geografiche affini ad Eni, le richieste del mercato dei capitali e delle agenzie di rating etici, l'analisi della stampa e del web, le richieste che i principali stakeholder hanno posto ad Eni, con modalità e canali di comunicazione differenti. Oltre alla comunità finanziaria, gli stakeholder considerati sono i governi e le istituzioni locali, le associazioni internazionali e nazionali, le ONG e i cittadini interessati all'operato di Eni, le persone di Eni (per informazioni aggiuntive si veda il paragrafo "Le attività di stakeholder engagement").

Il livello di significatività interno delle tematiche di sostenibilità è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia e degli obiettivi di breve e lungo termine combinata con la valutazione dei risultati e della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione. La considerazione congiunta della significatività esterna ed interna porta all'individuazione delle aree prioritarie e di maggiore materialità per l'azienda, condivise con tutte le funzioni aziendali interessate e approvate dal top management.

Perimetro di reporting e contesto di sostenibilità

Le informazioni di sostenibilità contenute nella presente sezione e nella Relazione sulla gestione sono integrate a più livelli nel documento. Nella Relazione sulla gestione sono state integrate le informazioni finanziarie con quelle di sostenibilità con riferimento al contesto operativo, alla strategia, al modello di business, al sistema di gestione integrata del rischio, nonché alla governance.

La seguente sezione contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni del periodo 2010-2012 e l'analisi dei relativi trend.

Le informazioni incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del bilancio consolidato 2012, ad eccezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo. Quest'anno i dati sono presentati per l'intero triennio al netto del contributo di Snam, a causa della cessione di azioni ordinarie di Snam, pari al 30% meno un'azione del capitale votante della società, a Cassa Depositi e Prestiti. Tale cessione è stata completata nell'ottobre 2012.

Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni). A titolo esemplificativo secondo tale approccio le emissioni rendicontate rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore. Viceversa il criterio equity share, che contraddistingue il bilancio consolidato, prevede che le emissioni associate a un'installazione rappresentino la quota di interesse economico nell'installazione specifica.

Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità

I dati relativi alle performance riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda.

Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati dell'evoluzione delle performance di Eni. Gli indicatori e i dati specifici dei diversi settori di business sono riportati nel sito eni.com.

Il Consolidato di Sostenibilità si basa su processi di misura definiti nelle procedure di rendicontazione: livelli di accuratezza inferiori o differenti sono indicati a margine dei dati presentati. Durante l'imputazione da parte dei referenti di ciascuna area tematica, oltre al caricamento dei dati dell'anno di rendicontazione, sono stati verificati e aggiornati anche i due anni precedenti; inoltre, quest'anno, data la variazione del perimetro di consolidamento dovuta alla cessione di Snam, i dati sono stati ricalcolati al netto del contributo di Snam al fine di garantire la confrontabilità nel triennio. Pertanto, eventuali variazioni nei dati relativi al 2010 e 2011 rispetto alle pubblicazioni dell'anno scorso, sono per la maggior parte dovuti a queste rettifiche. I dati sono raccolti attraverso un sistema informativo dedicato, che garantisce l'affidabilità dei flussi informativi e il corretto monitoraggio. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte alla certificazione da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 del Gruppo Eni.

Metodologie di calcolo

Si riportano nel seguito le metodologie di calcolo relative al valore aggiunto, agli indici di frequenza e di gravità degli infortuni, all'indice di intensità energetica della raffinazione, agli indici di emissione e al valore generato dalla ricerca.

Il valore aggiunto rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. La configurazione scelta in questo bilancio è quella del valore aggiunto globale al netto degli ammortamenti. Il valore aggiunto globale netto è ripartito tra i seguenti beneficiari: dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); azionisti (dividendi distribuiti); azienda (quota utile reinvestito).

In merito alla performance sulla sicurezza delle persone, sono riportati gli indici di frequenza e gravità di dipendenti e contrattisti. L'indice di frequenza è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con giorni di assenza²⁴ (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità è definito come il rapporto tra i giorni di assenza²⁴ dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate. Il calcolo degli indici di gravità e di frequenza degli infortuni non tiene in considerazione gli infortuni in itinere.

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2005.

Per dare evidenza nel medio e lungo termine alle performance specifiche di settore riguardanti le emissioni di CO₂, sono stati definiti tre indici rappresentativi delle seguenti realtà operative: la produzione di idrocarburi, la raffinazione e la generazione elettrica. Tali indici tengono conto delle condizioni di lavorazione anche molto diverse che si registrano negli anni e permettono il confronto delle performance grazie alla normalizzazione delle emissioni in funzione dei dati operativi.

Gli indici della raffinazione sono calcolati a partire dalla capacità di distillazione equivalente fornita da un ente terzo; gli indici di produzione di idrocarburi considerano la produzione operata lorda; quelli del settore energetico l'energia elettrica e termica prodotta espresse in kWh equivalenti. Le emissioni di gas ad effetto serra (GHG) sono relative a CO₂ e CH₄ (metano); il metano è convertito in CO₂eq utilizzando un Global Warming Potential (GWP) pari a 21. Per quanto riguarda la nuova metodologia di valutazione del valore generato dalla ricerca, essa consente di valorizzare i risultati dell'R&D sia in termini di valore tangibile sia in termini di creazione di valore intangibile. I benefici tangibili misurano il valore creato per l'azienda attraverso l'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. Tale valore è calcolato utilizzando come base di partenza dati gestionali della divisione/società o modelli ufficiali di valutazione del valore dei progetti industriali. Le ipotesi di calcolo applicate caso per caso sono condivise con le strutture tecniche/linee di business competenti. I benefici tangibili sono rilevati in ottica "what if", ossia come delta rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica alternativa ovvero, nel caso di nuovi prodotti, come delta rispetto al margine generato dai prodotti sostituiti. I benefici possono essere rilevati a consuntivo ovvero in termini di valore atteso (net present value, NPV). In particolare, i benefici dei progetti E&P sono considerati al 100% includendo la quota del partner. I benefici intangibili sono rilevati valutando da un lato l'efficacia ed efficienza della capacità innovativa della Società nel tempo attraverso il numero di primi depositi di domande brevettuali, dall'altro la diffusione di know-how specialistico e l'efficacia della ricerca nel supportare le attività operative.

■ Informativa sulle modalità di gestione

Modello di gestione della sostenibilità

La creazione di valore sostenibile è perseguita attraverso un modello di business incentrato su asset e linee guida strategiche distribuite lungo tutta la catena del valore, caratterizzato da attività condotte in un framework di regole di governance chiare e rigorose nel rispetto dei più elevati standard etici, con un sistema di gestione integrato dei rischi aziendali, sostenuto dall'interazione continua con tutti gli stakeholder di riferimento e da un modo di operare guidato da sei driver che si applicano in tutti i contesti operativi. La combinazione di questi sei driver – integrazione, cooperazione, innovazione, eccellenza, inclusione e responsabilità – guida le scelte di investimento e consente di conseguire obiettivi strategici. Il modello Eni è governato da un sistema normativo a presidio di tutti i processi del Gruppo. Il modello organizzativo prevede che l'Unità Sostenibilità svolga funzioni di coordinamento, indirizzo, reporting e di gestione delle relazioni con gli stakeholder e il territorio. Attraverso l'analisi dello scenario internazionale, delle esigenze degli stakeholder, degli impegni presi e della performance dell'azienda, Eni definisce obiettivi prioritari e aree di miglioramento di sostenibilità, declinate nel piano di sostenibilità pluriennale.

Obiettivi, performance, monitoraggio e follow-up

Il piano industriale dell'azienda recepisce gli obiettivi prioritari di sostenibilità e li declina in progetti concreti. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Ciascun obiettivo di sostenibilità viene perseguito con progetti e iniziative definite dalle divisioni e dalle società controllate da Eni e sono inclusi in specifici piani d'azione a breve e medio termine. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla funzione Sostenibilità. Al fine di gestire in modo responsabile e sistematico i propri impatti e di monitorare con accuratezza le proprie performance, Eni si è dotata di un sistema di reporting di sostenibilità che valuta periodicamente gli obiettivi e i risultati raggiunti. Il set di indicatori viene aggiornato annualmente sulla base di analisi riguardanti: (1) gli aspetti rilevanti per la sostenibilità del settore energetico, (2) i principali standard internazionali, le linee guida di settore e gli indici di sostenibilità, (3) le common practice e le best practice utilizzate dai principali competitor nell'ambito della comunicazione di sostenibilità.

[24] Con il termine "giorni di assenza" si intende un'assenza dal lavoro di almeno un giorno di calendario, ad esclusione del giorno di accadimento dell'infortunio stesso.

Sistema normativo

La gestione della sostenibilità è governata dal sistema normativo Eni, in cui sono individuati specifici ruoli e responsabilità per garantirne la funzionalità e l'effettiva operatività in coerenza con il quadro di riferimento generale composto dalle disposizioni di legge, lo Statuto, il Codice Etico, il Codice di Autodisciplina, il CoSO Report. Il sistema è composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti di operatività (Procedure, Istruzioni operative). Le Policy sono approvate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA e definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le policy di Eni sono: "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "La global compliance", "La Corporate Governance", "L'eccellenza operativa", "I nostri partner istituzionali", "L'information management", "La sostenibilità", "I nostri asset tangibili e intangibili" e "L'integrità delle nostre operations". Le MSG, emesse da Eni, forniscono le linee guida per la gestione dei processi operativi e di supporto al business compresi gli aspetti di sostenibilità. Vengono utilizzate inoltre per la descrizione di modelli di compliance e governance. Ogni singola società recepisce formalmente le MSG e adegua di conseguenza il proprio corpo normativo. A fine 2012 Eni ha emesso ventisei MSG di processo e sette MSG di compliance/governance, realizzando in questo modo la quasi totalità delle attività di ridisegno dei propri processi, ridefinizione delle linee guida di governance/compliance e semplificazione del sistema normativo.

Formazione e informazione

Eni ha pianificato lo sviluppo di percorsi di formazione e sensibilizzazione sui diversi aspetti legati alla sostenibilità e all'etica d'impresa, rivolti ai vari target di popolazione aziendale. I diversi percorsi prevedono sia il rafforzamento del processo di crescita culturale, professionale e manageriale sia l'approfondimento di tematiche specialistiche con impatto diretto sul business (rispetto dei diritti umani, salute sicurezza e ambiente, anticorruzione, security ecc.). Per i membri del Consiglio di Amministrazione sono previste una serie di iniziative specifiche di formazione e sensibilizzazione sui temi legati alla sostenibilità attraverso la board induction.

Informazioni aggiuntive

Performance economica

Facendo leva su un modello di business integrato, Eni ha identificato una strategia di crescita e di creazione di valore sostenibile di lungo termine per gli azionisti la cui attuazione si basa sulle linee guida e strategie specifiche a livello di business.

Ambiente

La gestione degli aspetti ambientali è basata su criteri di prevenzione, protezione, informazione e partecipazione e ha come obiettivi: l'individuazione degli aspetti ambientali significativi e l'adozione delle migliori tecnologie; la mitigazione degli impatti ambientali; la gestione di un sistema di prevenzione di eventi avversi di natura ambientale, diretti ed indiretti, legati alle attività specifiche delle unità produttive; l'adozione di metodologie sito specifiche per la tutela della biodiversità. Eni ha definito, e aggiorna costantemente, un sistema di gestione integrato salute, sicurezza e ambiente (HSE) che costituisce il riferimento per tutte le unità produttive e prevede un'attività sistematica di audit integrati. Le società e divisioni sono impegnate a contribuire, con le rispettive capacità tecnologiche e competenze professionali, al benessere e al miglioramento della qualità della vita delle comunità in cui operano. Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute e Ambiente di Eni ed è composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.

Eni ha definito una strategia di carbon management per la riduzione delle emissioni climalteranti e gestisce la partecipazione al sistema europeo di Emission Trading attraverso modalità gestionali complesse che comprendono la contabilizzazione fisica, il reporting e la verifica delle emissioni, oltre che le relative operazioni di amministrazione delle quote e dei relativi movimenti.

Pratiche di lavoro e condizioni di lavoro adeguate

Parte della cultura di Eni e base per il successo dell'azienda è la centralità che Eni riconosce alle proprie persone: dalla tutela del lavoro allo sviluppo delle capacità e delle competenze, alla creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti le medesime opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni. Nella gestione di questi aspetti, come previsto dal sistema normativo, Eni si basa sulle Convenzioni Fondamentali ILO, sull'Accordo sulle relazioni industriali a livello transnazionale e sulla responsabilità sociale dell'impresa con l'ICEM (Federazione internazionale dei sindacati dei lavoratori chimici, dell'energia e delle miniere), sull'Accordo con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) e sulle Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali.

La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario per Eni nello svolgimento delle proprie attività. Per questo Eni gestisce la salute e la sicurezza delle persone secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali.

Diritti umani

Il sistema normativo di Eni prevede esplicitamente che "l'azienda s'impegna a rispettare i Diritti Umani internazionalmente riconosciuti nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto nell'ambito di attività affidate a, o condotte con, i partner e da parte degli stakeholder". Dal 2007 Eni si è dotata di una Linea Guida che regola gli aspetti di tutela e promozione dei diritti umani in tutte le azioni dell'azienda. A seguito dell'emanazione di questa linea guida è stato avviato il progetto Human Rights Compliance Assessment e nel 2011 è stato istituito un Gruppo di Lavoro sui Diritti Umani per la realizzazione della due diligence e delle altre indicazioni contenute nei Guiding Principles dell'ONU.

Società

Eni identifica e valuta gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle proprie attività, inclusi quelli sulle popolazioni indigene, garantendone la mitigazione e attuando processi di miglioramento. Dal 2008 è stato integrato, nel sistema di gestione HSE, uno standard dedicato all'Environmental and Social Impact Assessment (ESIA), la cui applicazione a tutti i nuovi progetti permette di approfondire la componente socio-economica e culturale nell'analisi degli impatti. Per quanto riguarda il tema del contrasto alla corruzione in Eni è stata creata l'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che svolge attività di consulenza e assistenza specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate. Dal 1° gennaio 2012 è in vigore la nuova Management System Guideline Anticorruzione (MSG) di Eni, corredata degli Strumenti Normativi Anticorruzione, che vanno a sostituire le Procedure Ancillari sinora utilizzate. Sul tema della trasparenza dei pagamenti ai Paesi produttori, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. L'iniziativa promuove la pubblicazione dei flussi finanziari generati dalle attività estrattive al fine di un utilizzo dei medesimi per lo sviluppo di lungo termine dei Paesi produttori.

Responsabilità di prodotto

Per Eni la gestione degli aspetti connessi alla responsabilità di prodotto (salute e sicurezza, informazioni ed etichettatura, marketing e privacy) riguarda principalmente i servizi di fornitura di luce e gas e la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati. Le politiche commerciali di Eni sono finalizzate ad assicurare la qualità dei beni e dei servizi, la sicurezza e la tutela della privacy. In aggiunta a tali aspetti Eni è impegnata nel consolidamento del sistema di relazioni con le Associazioni dei consumatori al fine di garantire un dialogo costante e immediato. Nella gestione del rapporto con cliente e consumatore Eni si assume l'impegno di fornire accurate ed esaurienti informazioni su prodotti e servizi e di attenersi a verità nelle comunicazioni pubblicitarie o di altro genere. Per quanto riguarda la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati Eni attua un impegno costante per la sicurezza dei propri prodotti. I processi di produzione e le formulazioni dei prodotti sono continuamente riesaminati nell'ottica di migliorare la sicurezza tenendo conto anche delle necessità degli utilizzatori finali. Eni fornisce tutte le informazioni sulla conformità dei materiali sia alle particolari normative di prodotto sia alle loro applicazioni finali. Ognuno dei prodotti venduti ha una scheda dati sicurezza conforme allo standard europeo fissato dal Regolamento REACH.

Le attività di stakeholder engagement

Eni promuove la trasparenza e il dialogo continuativo con gli stakeholder ed effettua indagini periodiche mirate a recepire la percezione sul proprio operato attraverso le analisi di clima interno, le indagini reputazionali presso la popolazione, gli opinion leader e i giornalisti. Le modalità di interazione sono differenti a seconda della categoria di stakeholder coinvolta, ciascuna gestita da una specifica unità preposta, e sono state definite in un sistema di gestione che permetterà a fine 2013 di considerare e valutare tutte le istanze dei principali stakeholder in modo integrato in sede di pianificazione e comunicazione.

La comunità finanziaria, le istituzioni e le organizzazioni internazionali

Alla comunità finanziaria Eni effettua presentazioni trimestrali dei risultati e annuali della strategia, oltre a incontri e conference call con analisti finanziari e gestori di portafoglio, inclusi i Socially Responsible Investors (SRI). In particolare, nel corso del 2012, si sono tenuti la consultazione di alcuni investitori SRI in merito al primo bilancio integrato di Eni, "L'upstream seminar" e la prima presentazione dedicata agli investitori SRI ("Eni's strategy and sustainable growth"). Gli incontri e le conference call con gli SRI hanno riguardato prevalentemente la performance HSE 2009-2011 e i principali target HSE di piano, la gestione dei rischi, le attività in Nigeria e nell'Artico.

Nel rapporto con il Governo Italiano e gli enti locali, Eni partecipa a gruppi di lavoro interistituzionali e a conferenze dei servizi. I principali temi trattati riguardano ambiente, salute, sicurezza, territorio e innovazione tecnologica. Nel 2012, sul tema "bonifica siti industriali", sono stati affrontati gli aspetti della semplificazione normativa, del risanamento ambientale e della restituzione al territorio delle aree bonificate anche attraverso la promozione di accordi ambientali. Eni è stata parte attiva del Forum di Cooperazione svoltosi a Milano nel mese di ottobre 2012, promosso dal Ministro Italiano per la Cooperazione Internazionale e l'Integrazione, e ha partecipato ai lavori del Tavolo interistituzionale sulla Cooperazione allo Sviluppo, che vede coinvolte le amministrazioni centrali dello Stato, enti locali, il mondo imprenditoriale, ONG, sindacati, università.

Con le associazioni imprenditoriali e Confindustria, Eni partecipa a "Comitati Tecnici" e "Gruppi di Lavoro" su temi di sostenibilità (Comitato Tecnico Energia e Gruppo di Lavoro sui temi della sostenibilità), dialoga e collabora con Assomineraria e Federchimica, realizza visite guidate presso i siti oil&gas al fine di informare/formare il mondo imprenditoriale e confindustriale territoriale sui temi di ambiente e sicurezza. In particolare si segnala l'organizzazione di un'iniziativa di sensibilizzazione per i giovani imprenditori di Confindustria Basilicata e di un workshop sulla sostenibilità per gli imprenditori associati di Confindustria Venezia.

Con la Commissione UE, Eni promuove confronti bilaterali. Nel 2012 Eni ha partecipato alle consultazioni indette dalla Commissione Europea per la redazione di un documento che supporti le imprese del settore dell'oil&gas nell'implementazione dei Guiding Principles on Business and Human Rights dell'ONU.

Nel contesto dei rapporti con le Nazioni Unite, Eni dal 2010 è inclusa nel programma LEAD del Global Compact e siede nel relativo Steering Committee. In materia di accesso all'energia, Eni sostiene l'iniziativa delle Nazioni Unite Sustainable Energy for All. Nel 2012, Eni ha partecipato attivamente ai principali eventi dedicati alle imprese durante la Conferenza delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile (Rio+20). In questa occasione ha pubblicamente registrato i propri impegni sulla riduzione del gas flaring e delle emissioni climalteranti, sul contributo all'accesso all'energia sostenibile, sulla chimica verde e sulla lotta alla corruzione. Eni partecipa inoltre all'iniziativa Proteus 2012 promossa da UNEP ed ha anche contribuito, all'interno del Global Compact, alla redazione di una raccolta di pratiche ed esperienze maturate dal settore dell'oil&gas sul tema dell'energia sostenibile, volto a stimolare altri attori ad adottare best practice in linea con gli obiettivi dell'iniziativa Sustainable Energy for All.

L'Amministratore Delegato Paolo Scaroni è stato invitato a partecipare al Leadership Council del Sustainable Development Solutions Network delle Nazioni Unite. Nell'ambito del Network, è stato chiesto a Eni di guidare l'iniziativa "Energy for All in Sub-Saharan Africa", per individuare le soluzioni concrete e replicabili sul tema dell'accesso all'energia e proporle a governi e organismi internazionali.

Oltre al Global Compact, Eni è attiva:

- nelle organizzazioni internazionali World Economic Forum, World Business Council for Sustainable Development, Global Reporting Initiative e IIRC, Business for Social Responsibility, GGFR (Global Gas Flaring Reduction Initiative), EITI (Extractive Industries Transparency Initiative) e IPIECA (l'associazione internazionale del settore oil&gas sui temi ambientali e sociali);
- nelle associazioni italiane Sodalitas e Anima, volte in particolare alla promozione e alla creazione di partnership con il Terzo Settore.

Le comunità locali, le ONG, le università e gli enti di ricerca

Eni informa e coinvolge le comunità locali, promuovendo una consultazione preventiva, libera e informata, al fine di considerare le loro istanze nei nuovi progetti, nelle valutazioni di impatto e nelle iniziative di sviluppo. Nel 2012 Eni ha promosso incontri pubblici e ha partecipato a consultazioni preventive con le comunità locali al fine di informarle sulle attività e sui nuovi progetti di business, come per esempio in Kazakhstan, Ghana, Polonia, Italia (Val d'Agri). Inoltre, Eni partecipa ai processi di consultazione per la definizione delle politiche di accompagnamento allo sviluppo locale promosse nei territori di presenza, come ad esempio nell'ambito delle iniziative condotte in Ecuador, Congo, Nigeria. Questi processi di consultazione territoriale sono promossi e realizzati con il coinvolgimento diretto delle parti interessate, spesso attraverso la costituzione di organismi multistakeholder composti da rappresentanti di Eni e delle comunità locali, con la partecipazione delle istituzioni locali e della società civile.

Eni dialoga con le principali organizzazioni non governative attive sui temi della conservazione della natura, della qualità dell'ambiente, della trasparenza, dello sviluppo locale e del rispetto dei diritti umani a livello nazionale e internazionale. Il dialogo prevede diverse forme di coinvolgimento sino alla realizzazione di partnership, come ad esempio il progetto EnergyThink, realizzato con Legambiente Italia e volto alla discussione con gli studenti e i ricercatori delle migliori università italiane sui temi dell'energia.

Con le università e i centri di ricerca Eni ha costruito un network di alleanze e collaborazioni a livello globale per realizzare dei laboratori "virtuali", in particolare sulle energie rinnovabili. Sono privilegiati i centri di eccellenza in grado di assemblare diverse discipline e metterle al servizio di un unico obiettivo. A tal riguardo sono stati siglati con i Politecnici di Milano e Torino, oltre che con il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR), degli Accordi Quadro che affrontano gli aspetti della Proprietà Intellettuale generata nell'ambito delle collaborazioni, e che sono focalizzati all'avvio di nuovi progetti sul core business di Eni e sulle tematiche strategiche di lungo periodo. In riferimento all'alleanza realizzata nel 2008 con il Massachusetts Institute of Technology di Boston (USA), Eni ha rinnovato di recente il suo programma di ricerca con il MIT Energy Initiative (MITEI). Inoltre, prosegue l'alleanza strategica siglata nel 2011 tra Eni e Stanford University sulle tecnologie core dell'oil&gas business.

Le persone di Eni

Nell'ambito del programma Cascade, ogni anno sono realizzati incontri per trasmettere a tutte le persone di Eni le strategie dell'azienda. Grazie a questo programma, al canale intranet e attraverso un "bollettino" che è stato diffuso in tutta l'azienda, nel corso del 2012 i risultati dell'analisi di clima "Eni secondo te 2011" sono stati condivisi con le persone di Eni. Sono stati realizzati 25 workshop post-analisi di clima che hanno coinvolto circa 350 dipendenti, nelle società in cui sono emersi i risultati più critici, con l'obiettivo di raccogliere proposte concrete per definire piani d'azione.

Le Relazioni Industriali di Eni, regolate a livello nazionale dal Protocollo di Relazioni Industriali del 2001 e dall'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di Relazioni Industriali sottoscritto nel 2011, si caratterizzano per una continua attività di informazione, consultazione e negoziazione con le organizzazioni sindacali, oltre che per il supporto fornito alle divisioni/società di Eni nel favorire sia processi di riorganizzazione ed efficienza aziendale che processi utili al miglioramento della produttività. Tali principi trovano visibilità, in particolare, negli accordi relativi alle Raffinerie di Venezia e Gela, sottoscritti nel 2012 con le organizzazioni sindacali al fine di realizzare soluzioni economicamente compatibili con le esigenze di efficienza e competitività dell'azienda e di salvaguardia delle professionalità delle risorse, nonché negli accordi sulla sperimentazione del telelavoro volti a favorire la produttività anche migliorando il work life balance. Relativamente alle attività di relazioni industriali a livello internazionale, si segnalano i rapporti con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) sull'andamento delle politiche Eni in ambito europeo e con i rappresentanti dell'Osservatorio Europeo per la sicurezza e salute dei lavoratori.

Consiglio di Amministrazione

		2010	2011	2012
Membri del CdA	(numero)	9	9	9
- esecutivi		1	1	1
- non esecutivi		8	8	8
- indipendenti		7	7	7
- non indipendenti		2	2	2
- membri di minoranze		3	3	3
Membri del CdA sottoposti alla peer review		-	9	9
Riunioni annue del CdA		18	18	16
Partecipazione media alle riunioni del CdA	(%)	95	97	97
Sessioni annue di board induction	(numero)	0	6	3
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni ^(a)	(%)	4,8	5,8	8,1
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni ^(a)		6,5	7,0	14,4

(a) Esclusa Eni SpA.

Il Consiglio di Amministrazione si compone di 9 amministratori di cui 8 non esecutivi e 7 in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina delle società quotate (dicembre 2011), cui Eni aderisce. Tre consiglieri sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo.

Nel 2012 è proseguito il programma di formazione (cd. "ongoing induction") per i consiglieri e i sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati. Il programma ha approfondito temi di business, con la visita di alcuni siti operativi. La sostenibilità e l'etica d'impresa sono stati argomenti di induction.

Oltre all'annuale board review, nel 2012 il Consiglio di Eni ha proseguito – per il secondo anno consecutivo – il processo di peer review dei Consiglieri che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri amministratori. La composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere i principi ispiratori della recente normativa relativa all'equilibrio fra i generi (cd. Legge sulle quote rosa). In particolare, il Consiglio di Amministrazione ha deciso di anticipare gli effetti della legge sull'equilibrio dei generi nelle società controllate italiane di Eni prevedendo che, sin dai rinnovi 2012, negli organi sociali fosse presente almeno un 1/3 di donne rispetto alle nomine di competenza del socio Eni, ottenendo così un notevole incremento della presenza femminile negli organi sociali.

Azionariato

Composizione azionariato sulla base delle segnalazioni nominative relative ai percettori del dividendo Eni in acconto dell'esercizio 2012 (data stacco 24 settembre 2012 - data pagamento 27 settembre 2012)

	Numero azioni	%
Azionisti di controllo	1.151.986.865	31,70
Investitori istituzionali	2.158.269.356	59,39
Investitori retail	309.274.444	8,51
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo	11.388.287	0,31
Altri (azioni per le quali non sono pervenute le segnalazioni nominative)	3.266.378	0,09
Totale	3.634.185.330	100,00

Dopo lo stacco del dividendo in acconto dell'esercizio 2012, Cassa Depositi e Prestiti SpA (CDP SpA) ha venduto n. 58.255.250 azioni Eni, pari all'1,6% del capitale della Società. Pertanto al 31 dicembre 2012 gli azionisti di controllo possiedono n. 1.093.731.615 azioni di Eni, pari al 30,10% del capitale della Società (4,34% Ministero dell'Economia e delle Finanze e 25,76% CDP SpA).

Alla data del 31 dicembre 2012 il capitale della Società ammonta a €4.005.358.876, interamente versato, ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie nominative prive di indicazione del valore nominale.

Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi

		2010	2011	2012
Interventi di audit integrato	(numero)	61	64	83
- audit a programma		39	40	59
- audit a spot		5	7	8
- follow-up		17	17	16
Numero di raccomandazioni (azioni correttive)		1.071	1.088	1.150
Numero di interventi di Risk Assessment		72	78	98
Media dei tempi di completamento delle azioni correttive	(giorni)	-	80	83
Numero di partecipanti alle sessioni di formazione sul Sistema di controllo interno e gestione dei rischi	(numero)	-	-	284
- modalità e-learning		-	-	64
- modalità workshop		-	-	220

Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi (SCIGR), i cui principali aspetti sono descritti nel capitolo "Altre informazioni" della presente Relazione Finanziaria, è sottoposto nel tempo a verifiche e aggiornamento al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari.

Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del SCIGR nel suo complesso è affidato all'Internal Audit che svolge gli interventi di audit (audit operational, financial e compliance con focus sugli aspetti ex D.Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "top-down risk based" e approvato, unitamente al budget delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA.

Con riferimento alle principali attività svolte dall'Internal Audit, si evidenzia che:

- il numero degli interventi di audit integrato emessi nel 2012 è in aumento rispetto agli anni precedenti anche in considerazione di un miglioramento complessivo nei tempi di svolgimento degli interventi;
- il numero medio delle azioni correttive per intervento è stabile tra i vari settori e si rileva ad oggi un sostanziale rispetto dei tempi di attuazione delle azioni programmate, a conferma dell'attenzione delle strutture sottoposte ad audit al rispetto delle tempistiche dichiarate;
- le attività di risk assessment 2012, realizzate ai fini della pianificazione integrata degli interventi di audit, hanno riguardato l'aggiornamento delle precedenti risultanze su processi/strutture di Eni SpA e principali società controllate, oggetto di modifiche organizzative/reengineering di processo.

La Direzione Internal Audit ha avviato nel 2012 un'iniziativa di formazione sul SCIGR rivolta al Management di Eni SpA e delle principali società controllate in Italia e all'estero. Tale iniziativa è volta a fornire una visione organica e integrata del SCIGR e sviluppare consapevolezza del ruolo del Management nella implementazione e funzionamento di un efficace ed efficiente SCIGR.

Nell'arco del biennio settembre 2012 - luglio 2014 sono previsti workshop "on site" in circa 25 Paesi oltre all'Italia.

La gestione delle segnalazioni

(numero)	2010	2011	2012
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno pervenute all'Internal Audit per area segnalata	75	86	86
- approvvigionamenti	18	25	31
- personale	11	7	9
- affari legali	1	0	0
- commerciale	13	18	9
- amministrazione e finanza	0	2	7
- acquisizione asset	0	0	0
- gestione contrattuale	16	8	9
- logistica	6	9	6
- altre aree aziendali (security, HSE, ...)	10	17	15
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	89	88	86
- fondati per i quali sono state adottate azioni correttive sul sistema di controllo interno	3	3	7
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori e altre azioni correttive (su clienti/gestori/agenti/terzi; interventi tecnici/operativi; denunce autorità pubbliche, ...)	16	9	14
- infondati con azioni	25	26	23
- generici	6	14	5
- infondati	39	34	37
Fascicoli di segnalazioni altre materie pervenute all'Internal Audit per area segnalata	78	68	87
- personale	25	18	33
- Codice Etico	44	42	43
- rapporti con terzi	4	8	5
- altro	5	0	6
Fascicoli di segnalazioni altre materie chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	63	90	77
- fondati per i quali sono state adottate azioni di miglioramento	0	0	2
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori e altre azioni correttive (su clienti/gestori/agenti/terzi; interventi tecnici/operativi; denunce autorità pubbliche, ...)	4	13	12
- infondati con azioni	13	19	12
- generici	7	2	7
- infondati	39	56	44

Dal 1° gennaio al 31 dicembre 2012 sono pervenute 263 segnalazioni raggruppate in 173 fascicoli, di cui 86 (50%) afferenti tematiche relative al "Sistema di controllo interno" e 87 riguardanti le "Altre materie" (50%). Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 163 fascicoli, di cui 86 afferenti il "Sistema di controllo interno" (53%) e 77 concernenti le "Altre materie" (47%).

Le verifiche effettuate con riferimento ai 163 fascicoli che sono stati archiviati nel 2012 hanno avuto i seguenti esiti:

- per 35 fascicoli (21%) le verifiche hanno confermato almeno in parte il contenuto delle segnalazioni e sono state assunte le opportune azioni correttive;
- per 128 fascicoli le verifiche non hanno evidenziato elementi a conferma della fondatezza dei fatti segnalati, tuttavia per 35 fascicoli (21%) sono state comunque assunte azioni di miglioramento sulle strutture aziendali interessate. In conclusione, si sono adottate azioni di miglioramento nel 42% dei casi.

Il numero delle segnalazioni ricevute attraverso i canali di comunicazione attivati, in costante crescita nell'ultimo triennio, conferma l'ampia diffusione e conoscenza della procedura sulle segnalazioni (procedura Whistleblowing).

Il valore aggiunto

(€ milioni)	2010	2011	2012
Valore aggiunto globale netto distribuito ^(a)	21.251	23.294	22.475
- di cui alle risorse umane	4.641	4.592	4.895
- di cui agli azionisti	3.791	3.978	4.139
- di cui agli Stati e alle Pubbliche Amministrazioni	8.581	9.903	11.659
- di cui ai finanziatori	765	922	980
- di cui al sistema impresa	3.473	3.899	802

(a) Il calcolo del valore aggiunto nel 2012, in conformità alla rappresentazione dei dati nel bilancio consolidato di Eni, è stato effettuato in ottica "continuing operation". Per uniformità e coerenza sono stati ricalcolati secondo tale ottica anche il 2010 e il 2011.

Il valore aggiunto netto distribuito nel 2012 è pari a €22.475 milioni, in riduzione rispetto al periodo precedente per effetto della riduzione dell'utile netto rispetto al 2011 dovuta alle svalutazioni rilevate su immobilizzazioni materiali e immateriali (principalmente nei business mercato gas e raffinazione) e sulle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana, in parte compensate dalla crescita dell'utile operativo della Divisione E&P.

Il valore aggiunto nel 2012 è stato così ripartito:

- 52% allo Stato e Pubbliche Amministrazioni attraverso le imposte sul reddito sia di imprese italiane che di imprese estere;
- 22% alle risorse umane remunerate attraverso salari, stipendi e oneri sociali;
- 18% agli azionisti remunerati attraverso la distribuzione dei dividendi;
- 4% al sistema impresa remunerato attraverso la quota di utile netto reinvestito in azienda (risultato di esercizio al netto dei dividendi e della quota destinata al reintegro delle immobilizzazioni tecniche e immateriali utilizzate nel processo produttivo);
- 4% ai finanziatori remunerati attraverso gli oneri finanziari.

Le relazioni con i clienti e i consumatori

Performance call center Eni		2010 ^(*)	2011 ^(*)	2012	Standard AEEG
Percentuale di chiamate telefoniche dei clienti che hanno parlato con un operatore (livello di servizio)	(%)	94,6	97,7	97,1	80
Tempo medio di attesa al call center	(secondi)	112	102	105	240
First Call Resolution (FCR)	(%)	86	88	88	-
Self Care (operazioni svolte in autonomia dai clienti sul totale delle operazioni richieste)		21	32	43	-

(*) Dati relativi al settore G&P (ante integrazione call center Eni).

A partire da settembre 2012, il numero verde 800900700 è stato strutturato per essere l'unico canale di accesso telefonico per rispondere a tutte le richieste di servizio e di informazione per la clientela retail italiana relativamente a gas, luce e carburanti.

Ciò ha consentito tre importanti miglioramenti del servizio: avere un unico punto di contatto con Eni, vivere un'unica customer experience e ottenere miglioramenti in termini di servizio, anche attraverso l'estensione degli orari di apertura del call center (l'accesso è gratuito 7 giorni su 7 e per 24 ore al giorno).

In un contesto di richieste di contatto in aumento derivante dal maggior numero dei clienti gas e luce e dall'estensione del servizio al settore R&M, si mantiene pressoché costante la performance di risposta. In particolare la percentuale di chiamate dei clienti che hanno parlato con un operatore, migliorata nel corso degli anni, si attesta al 97,1% in linea con il 2011. Anche la risolutività durante la prima telefonata (FCR) si mantiene stabile (88%). In tale ambito, aumentano le operazioni svolte in autonomia dai clienti gas e luce sul totale delle operazioni richieste (self care), passate dal 32% del 2011 al 43% del 2012. Questo risultato è stato raggiunto attraverso l'introduzione di una serie di nuovi servizi "automatici", sia informativi che dispositivi su IVR telefonico e web, che permettono al cliente gas e luce di soddisfare una serie di necessità senza richiedere supporto a un operatore fisico.

Mercato G&P

Soddisfazione dei clienti G&P sui servizi telefonici		2010	2011	2012
Punteggio soddisfazione clienti Eni	(%)	87,4	88,6	89,8 ^(b)
Media Panel ^(a)		87,4	90,8	90,6

(a) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50% del mercato e che hanno più di 50.000 clienti (fonte: indagine AEEG relativa a qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas).

(b) Poiché alla data di pubblicazione del presente documento l'AEEG non ha ancora pubblicato la graduatoria dell'indagine sulla qualità dei servizi telefonici relativa al secondo semestre 2012, il dato è calcolato come media tra il PSC del primo semestre rilevato dall'AEEG e il risultato del secondo semestre rilevato attraverso l'indagine di soddisfazione svolta da Eni.

Nel settore Gas & Power è proseguito il programma di iniziative volto ad aumentare il grado di soddisfazione dei clienti e la qualità del servizio gas e luce (investimento di circa €20 milioni). In questo scenario il punteggio di soddisfazione dei clienti (PSC) è aumentato passando da 88,6 nel 2011 a 89,8 nel 2012.

Il 2012 ha visto l'arricchimento del portafoglio offerte di tre nuovi pacchetti gas e luce per la clientela residenziale ("relax scacciaPensieri", "young gas e luce" ed "eni3") e di un nuovo pacchetto per il segmento business del mercato retail.

Sono state potenziate le attività di tutela del cliente, di trasparenza dei contratti e di assistenza alla clientela retail gas e luce. In particolare è stato rafforzato il processo di selezione dei partner commerciali integrandolo con strumenti contrattuali finalizzati a prevenire, dissuadere e sanzionare potenziali comportamenti scorretti da parte della forza vendita indiretta (agenti commerciali e teleseller). Inoltre, è stato implementato un sistema di e-learning per la formazione dei venditori.

Nel 2012 è stata consolidata la gamma di servizi di gestione della fornitura a disposizione della clientela attraverso servizi di carattere informativo, ma anche e soprattutto di carattere dispositivo, consentendo al cliente di effettuare operazioni sui propri contratti in totale autonomia e trasparenza. I dati di awareness del brand Eni come fornitore di energia elettrica e gas hanno visto un incremento rispetto al 2011 (notorietà spontanea dal 42,6% al 44,9%, notorietà totale dal 77,7% al 79,6%) registrando un'ulteriore accelerata nell'ultima parte dell'anno 2012 (rispettivamente 49,8% e 82,6%), in concomitanza con la nuova campagna pubblicitaria "street art" realizzata, oltre che in Italia, anche in Belgio e Francia.

Mercato R&M

Soddisfazione dei clienti R&M

		2010	2011	2012
Indice di soddisfazione clienti R&M	(scala likert)	7,84	7,74	7,90
Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	30.618	30.524	30.438

Nel settore Refining & Marketing sono state implementate azioni di Customer Relationship Management (CRM) rivolte ai clienti iscritti al programma you&eni, offrendo loro bonus e sconti in seguito all'adozione di comportamenti virtuosi e coinvolgendo i partner del programma nella realizzazione di particolari offerte per facilitare la raccolta punti. Per garantire il miglioramento dell'efficienza del servizio, inoltre, è stata istituita una linea telefonica specifica adibita alla gestione delle segnalazioni di eventuali disservizi dell'impianto nelle stazioni di rifornimento.

Per venire incontro alle esigenze dei consumatori, in Italia durante il periodo estivo è stata lanciata l'iniziativa "riparti con eni", che ha previsto un forte sconto durante 12 weekend estivi: tale iniziativa ha riscosso un grande successo di vendite e un impatto positivo sulla quota di mercato retail.

Per assicurare un servizio d'eccellenza, sono svolti periodicamente corsi di formazione su varie tematiche rivolti ai gestori, non solo dal punto di vista tecnico ma anche per ciò che concerne la relazione con il cliente finale.

Infine, particolare attenzione è dedicata alla formazione dei dipendenti dei gestori addetti alla clientela, con attività di training on the job condotte direttamente in ciascuno degli oltre 4.400 punti vendita sparsi sulla rete nazionale.

La sicurezza delle persone

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,75	0,60	0,49
- dipendenti		0,80	0,65	0,57
- contrattisti		0,71	0,57	0,45
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,025	0,021	0,021
- dipendenti		0,027	0,025	0,026
- contrattisti		0,023	0,018	0,017
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	2,15	1,51	1,17
- dipendenti		2,69	1,75	1,45
- contrattisti		1,81	1,36	1,01
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	4,77	1,94	1,10
- dipendenti		6,66	1,19	0,87
- contrattisti		3,55	2,38	1,23
Near miss	(numero)	3.013	2.723	2.861
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	1.508.239	1.354.705	1.259.228
- di cui ai dirigenti		32.155	8.244	5.046
- di cui ai quadri		195.160	131.541	69.890
- di cui agli impiegati		703.196	474.568	312.817
- di cui agli operai		577.728	740.352	871.475
Audit sicurezza e salute	(numero)	545	1.503	3.702
Investimenti e spese in sicurezza	(€ migliaia)	260.434	320.117	370.559
- di cui spese correnti		187.966	193.227	260.029
- di cui investimenti		72.468	126.891	110.530

Nel 2012 l'indice di frequenza degli infortuni mostra, rispetto all'anno precedente, un miglioramento sia per i dipendenti che per i contrattisti proseguendo, per il settimo anno consecutivo, il trend positivo.

In particolare, rispetto al 2011 il miglioramento per i dipendenti è stato del 12,3% e per i contrattisti del 21,1%. L'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale Eni (pari a 0,49) è in calo del 18,3% rispetto al 2011.

Nel 2012 sono avvenuti 2 infortuni mortali a dipendenti (nel 2011 sono stati 3 e 17 nel 2010) e 5 a contrattisti (nel 2011 sono stati 10 e 14 nel 2010). Il dato del 2010 è stato influenzato dall'incidente aereo occorso in Pakistan che ha causato la morte di 21 persone. Eni prosegue l'obiettivo zero fatalities attraverso la realizzazione di numerose iniziative. Nel corso del 2012 è proseguito il programma di comunicazione e formazione "eni in safety" con lo svolgimento dei workshop "one day event" per tutti i settori di business ed è stato avviato il "road show" di sicurezza, iniziativa mirata alla sensibilizzazione e al coinvolgimento di dipendenti e ditte terze, attraverso visite in campo da parte del top management.

Gli audit relativi alla sicurezza e salute mantengono un trend in significativa crescita, in particolare in ragione delle attività di controllo poste in essere nei settori E&P, G&P ed R&M. Nel settore G&P l'incremento delle attività di verifica e controllo sono riconducibili al "Piano di miglioramento del sistema di sicurezza sul lavoro", adottato dal Gruppo Tigáz a seguito di un grave incidente verificatosi nel 2011.

Le spese totali per la sicurezza aumentano del 16% a seguito dell'incremento delle spese correnti (+35%) per impianti e attrezzature (in crescita in tutti i settori), per studi specifici di sicurezza, procedure e standard (settori E&P e I&C) e progetti di ricerca (settore E&P); gli investimenti, pur registrando un calo complessivo (-13%), indicano un impegno economico crescente in relazione agli impianti e attrezzature antincendio e alle attività di modifiche impiantistiche.

La salute delle persone

		2010	2011	2012
Health Impact Assessment realizzati ^(a)	(numero)	23	20	28
Indagini ambientali		7.007	6.655	7.713
Certificazioni OHSAS 18001		61	74	97
Dipendenti inseriti in programmi di sorveglianza sanitaria		63.166	65.396	71.186
Malattie professionali denunciate		184	135	71
Esami diagnostici		316.046	342.058	341.995
Prestazioni erogate da strutture sanitarie aziendali		410.787	509.838	537.444
- di cui a dipendenti		294.244	413.306	442.663
- di cui a soggetti terzi		116.543	96.532	94.781
Vaccinazioni erogate dalle strutture aziendali		33.550	31.397	23.700
- di cui a dipendenti		21.459	20.917	18.635
- di cui a soggetti terzi		12.091	10.480	5.065
Spese salute pro-capite	(€)	747	1.088	619
Investimenti e spese Salute e Igiene	(€ migliaia)	55.070	78.950	48.156
- di cui spese correnti		53.622	78.006	47.262
- di cui investimenti		1.448	944	894

(a) I valori degli HIA realizzati nel 2010 e nel 2011 sono stati ricalcolati rendendo omogenea la modalità di determinazione del dato su tutto il perimetro di rendicontazione.

Nel 2012 è proseguito in tutte le società Eni il programma di implementazione del sistema di gestione salute e sicurezza finalizzato all'ottenimento della certificazione OHSAS 18001 per tutti i siti operativi rilevanti. In particolare:

- nel settore E&P, con la certificazione di Eni UK ed Eni Angola, sale a 28 il numero di consociate coperte da certificazione, pari a più del 60%;
- nel settore G&P, la divisione ha completato la copertura di tutti i siti produttivi EniPower e Scogat e ha conseguito la certificazione delle società controllate (Servizio Fondo Bombole Metano, Eni G&P GmbH, Trans Tunisian Pipeline Co);
- nel settore R&M è proseguita la certificazione negli ambiti industriale, logistico e commerciale, con la copertura delle raffinerie di Sannazzaro, Venezia e Taranto, del Cantiere EST, dello Stabilimento di Robassomero, dei Centri Ricerche di Milazzo e San Donato Milanese, dell'HUB Sud Ovest, dell'Area Vendite Nord Ovest e della Sede di Roma;
- nel settore della chimica, con la certificazione del sito di Oberhausen si è completata la certificazione di tutti gli stabilimenti italiani ed esteri e nel settore I&C si sono confermate tutte le certificazioni già ottenute negli scorsi anni.

Gli importanti livelli di tutela della salute raggiunti negli ultimi anni sono stati mantenuti attraverso la realizzazione di periodiche campagne di monitoraggio ambientale/espositivo e l'erogazione di prestazioni sanitarie. Rispetto alle vaccinazioni erogate dalle strutture aziendali, la flessione osservata nel 2012 è riconducibile essenzialmente al settore E&P (-4.767 vaccinazioni erogate nel 2012 rispetto al 2011) per via della conclusione, nel 2011, di una campagna preventiva antipolio avviata in Congo a fine 2010 a seguito della riattivazione, nel Paese, di alcuni focolai epidemici di poliomelite.

Il dato consolidato Eni delle malattie professionali per cui si è richiesto il riconoscimento è circa dimezzato rispetto agli anni precedenti. Gli studi di valutazione del profilo sanitario del Paese in cui si opera e di analisi dei rischi per la salute sia dei dipendenti sia delle comunità, condotti attraverso Health Risk Assessment e Health Survey, sono in aumento.

La spesa totale per la salute registra impegni economici in crescita relativamente alla costruzione, ampliamento e modifiche di edifici e impianti (settore G&P), dotazioni di emergenza (settori E&P e G&P), formazione e informazione (settori E&P e corporate e società finanziarie).

Occupazione

(numero)	2010	2011	2012
Dipendenti al 31 dicembre	73.768	72.574	77.838
- uomini	61.607	60.032	64.978
- donne	12.161	12.542	12.860
- Italia	27.801	27.058	26.804
- Estero	45.967	45.516	51.034
Dipendenti all'estero per tipologia	45.967	45.516	51.034
- locali	35.835	34.801	39.668
- espatriati italiani	3.123	3.208	3.867
- espatriati internazionali (inclusi TCN)	7.009	7.507	7.499
Dipendenti per tipologia di contratto	73.768	72.574	77.838
- determinato	31.069	30.664	35.896
- indeterminato	42.699	41.910	41.942
- part time	704	1.044	1.132
- full time	-	71.530	76.706
Dipendenti dirigenti	1.454	1.468	1.474
- di cui donne	147	152	159
Dipendenti quadri	12.837	12.754	13.199
- di cui donne	2.421	2.477	2.615
Dipendenti impiegati	34.599	36.019	38.497
- di cui donne	9.040	9.394	9.777
Dipendenti operai	24.878	22.333	24.668
- di cui donne	553	519	309
Dipendenti fascia d'età 18-24	4.079	3.587	4.203
- di cui donne	614	668	669
Dipendenti fascia d'età 25-39	32.202	31.859	35.161
- di cui donne	5.463	5.738	6.079
Dipendenti fascia d'età 40-54	29.707	29.190	29.998
- di cui donne	5.247	5.209	5.089
Dipendenti fascia d'età over 55	7.780	7.938	8.476
- di cui donne	837	927	1.023
Dipendenti per titolo di studio	73.768	72.574	77.838
- inferiore al diploma	17.687	17.677	15.535
- diploma	33.974	32.631	35.154
- laurea	21.206	19.446	23.565
- formazione post-laurea	901	2.820	3.584
Numero di assunzioni	4.207	5.592	6.372
- di cui donne	729	1.157	950
Numero di risoluzioni	4.247	5.163	5.242
- di cui donne	833	833	693

Nel 2012, al netto dell'uscita di Snam, si è registrato un incremento di 5.264 lavoratori rispetto al 2011, pari al 7,3%. Questa forte crescita è dovuta all'aumento di 5.518 occupati all'estero (ad oggi 51.034, pari al 65,56% dell'occupazione complessiva). Si registra tuttavia una diminuzione di 254 occupati in Italia (ad oggi 26.804 persone, 34,44% dell'occupazione complessiva).

In Italia sono state effettuate 1.601 assunzioni, di cui 605 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 996 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (697) inseriti prevalentemente in posizioni operative. L'età media delle persone che operano in Italia è di 43,2 anni, all'estero di 38,6 anni, in linea con l'età media del 2011.

In Italia, sono stati risolti 1.599 rapporti di lavoro, di cui 662 a tempo determinato e 937 a tempo indeterminato.

Sviluppo internazionale

(numero)	2010	2011	2012
Dipendenti in Africa	15.251	13.501	11.882
- di cui donne	1.110	1.021	1.069
Dipendenti in America	6.943	8.194	9.403
- di cui donne	843	1.270	1.244
Dipendenti in Asia	12.849	13.545	17.495
- di cui donne	1.186	1.334	1.448
Dipendenti in Australia e Oceania	177	402	1.119
- di cui donne	58	97	172
Dipendenti in Italia	27.801	27.058	26.804
- di cui donne	6.206	6.022	6.114
Dipendenti nel Resto d'Europa	10.747	9.874	11.135
- di cui donne	2.758	2.798	2.813
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	35.835	34.801	39.668
- di cui dirigenti	228	228	223
- di cui quadri	3.461	3.476	3.798
- di cui impiegati	16.269	17.529	19.683
- di cui operai	15.877	13.568	15.964
Dipendenti in Paesi non OECD	34.929	34.313	37.659

La maggior parte dei nuovi inserimenti di persone all'estero nel 2012 ha riguardato in via prioritaria il settore Ingegneria & Costruzioni (ca. 4.800 unità) da ricondurre principalmente: all'inserimento di risorse nei centri di ingegneria per l'avvio/completamento delle attività (Canada, Angola); all'inserimento di risorse nelle yard di fabbricazione (Indonesia, Brasile); alla realizzazione dei principali progetti esteri (Australia, Penisola Arabica). Anche nel settore Exploration & Production si registra un incremento di 711 unità dovuto principalmente al potenziamento di alcune realtà operate (ca. 420) tra cui Iraq, Norvegia, Indonesia e Angola, all'insourcing di personale contrattista (ca. 250) in particolare in Tunisia, Turkmenistan, Nigeria e Stati Uniti e all'acquisizione del controllo di Eni International Resources (+45 risorse nella sede di Londra). Per quanto riguarda il settore Gas & Power si segnala il consolidamento di Nuon Belgium (147 risorse), società successivamente fusa in Distrigas (NewCo: Eni G&P NV). Nel settore della raffinazione si registra un decremento (ca. 180 unità) da attribuire al deconsolidamento di Eni Austria Tankstellenbetrieb (118 unità) e ad ottimizzazioni gestionali per la parte residua. Operano complessivamente all'estero 3.867 espatriati italiani nelle società consolidate. I dipendenti all'estero locali registrano un rilevante incremento rispetto al 2011 (+14%). La categoria maggiormente coinvolta è quella degli operai (+17,6%); in aumento anche gli impiegati (+12,2%) e i quadri (+9,3%); in lieve calo il numero dei dirigenti.

Pari opportunità

		2010	2011	2012
Dipendenti donne in servizio	(%)	16,49	17,28	16,52
Donne assunte		17,33	20,71	14,91
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)		17,97	18,49	18,91
Donne dirigenti		10,11	10,35	10,79
Tasso di sostituzione per genere		0,99	1,08	1,22
- uomini		1,02	1,02	1,19
- donne		0,88	1,39	1,37
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	(numero)	-	567	522
- di cui donne		-	458	409
Dipendenti in rientro da congedo parentale		-	539	477
- di cui donne		-	427	352
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	(%)	-	96	97
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)		-	97	96
Pay gap impiegati (donne vs uomini)		-	96	97
Pay gap operai (donne vs uomini)		-	101	104
Pay gap totale (donne vs uomini)		-	98	100

Nel 2012 sono presenti in Eni 12.860 donne (il 16,52% dell'occupazione complessiva) di cui 6.114 in Italia (22,8% dell'occupazione italiana) e 6.746 all'estero (13,2% dell'occupazione estera). In Italia, delle 996 assunzioni a tempo indeterminato e con contratto di apprendistato effettuate

nel corso del 2012, il 24% ha riguardato personale femminile. Da rilevare che nel 2012 il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è incrementato rispetto al 2011 in Italia, ed è rimasto in linea con l'anno precedente a livello mondo.

Per quanto riguarda la percentuale di donne che ricoprono posizioni manageriali (donne dirigenti e quadri) si è passati dal 18,49% del 2011 al 18,91% nel 2012.

Nel 2012 è stata aggiornata la rilevazione del pay gap di genere, secondo la metodologia utilizzata anche nel 2011 che neutralizza, nella comparazione retributiva, gli eventuali effetti derivanti da differenze di livello di ruolo e anzianità. Tale rilevazione è stata condotta a livello world-wide su un campione pari a oltre l'80% della popolazione Eni (circa 67.000 risorse in più di 50 Paesi). I risultati dell'analisi a livello globale evidenziano mediamente un sostanziale allineamento tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile a parità di livello di ruolo e anzianità.

Valorizzazione delle persone

(%)	2010	2011	2012
Dipendenti coperti da management review (dirigenti)	100	100	100
Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	51	53	55
Dipendenti coperti da rilevazione del potenziale (giovani laureati ed esperti)	35	41	33

Nel corso del 2012 è stata realizzata, come ogni anno, la mappatura completa delle risorse manageriali attraverso lo strumento della management review. Per specifici segmenti di risorse manageriali è stata approfondita la valutazione di capacità e competenze, i cui risultati hanno contribuito all'aggiornamento dei "succession plan".

Continua l'impegno di Eni nella valutazione delle performance, con una copertura complessiva pari al 96% dei dirigenti e al 52% di quadri e giovani laureati, per un totale del 55%. Il processo di performance feedback è stato attuato anche nel 2012; nel corso del 2013 sarà avviato un progetto di semplificazione dei due processi e dei tool a supporto al fine di aumentarne l'efficacia in termini di indirizzo, guida e monitoraggio dei risultati individuali e dei comportamenti da migliorare (anche con riferimento al processo di inserimento dei neoassunti), e di avviare progressivamente l'estensione del target del feedback.

Nel corso del 2012 è proseguita l'implementazione del processo di "Feedback 360°", processo finalizzato ad aumentare la consapevolezza dei partecipanti sui propri comportamenti acquisendo i punti di vista dei responsabili, dei pari/colleghi e dei collaboratori. Inoltre, grazie alla predisposizione di materiale e sistemi di supporto multilingue, sono state coinvolte anche risorse operanti all'estero con l'obiettivo di estendere ancor di più l'utilizzo del "Feedback 360°" nel corso del 2013.

Il processo di rilevazione del potenziale è stato attuato per il secondo anno con una nuova metodologia e nuovi format, entrati formalmente in vigore con l'emissione della Operating Instruction professionale "Rilevazione del potenziale" del 19 dicembre 2012 (in versione multilingue). La percentuale viene calcolata rapportando le rilevazioni effettuate al bacino di risorse nella fascia di anzianità aziendale 3-5 anni (che include risorse che possono essere sottoposte a rilevazione del potenziale anche l'anno successivo). L'andamento della percentuale risente prevalentemente delle dimensioni del bacino di riferimento che è legato al numero delle assunzioni nei tre anni precedenti.

Nell'ambito della mappatura e valorizzazione delle competenze, nel corso del 2012 sono stati definiti, con ciascun business, i ruoli ritenuti di interesse strategico/critici e un piano di implementazione di modelli professionali che li includono. Questo consentirà un ampliamento nel 2013 dell'applicazione della gestione delle professionalità in Italia e all'estero con un focus particolare su quelle più strategiche.

La formazione

		2010	2011	2012
Ore di formazione per tipologia	(ore)	2.949.349	3.126.935	3.132.350
- HSE e qualità		1.597.112	1.594.357	1.547.274
- Lingua e informatica		312.471	297.012	311.142
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		166.962	198.073	213.779
- Professionale - trasversale		346.120	320.211	251.668
- Professionale tecnico-commerciale		526.684	717.282	808.487
Spese in formazione	(€ milioni)	44,26	49,98	55,67

Nel 2012 le ore di formazione hanno registrato un valore in linea con l'anno precedente. La spesa complessiva in formazione aumenta di circa il 17%, con uno sviluppo delle attività realizzate presso sedi estere.

Eni ha proseguito la collaborazione con il mondo accademico sviluppando il network universitario incentrato sulle tematiche Oil & Gas e, in generale, ampliando le relazioni con istituzioni accademiche e business school di prestigio.

In particolare, attraverso Eni Corporate University, sono state rinnovate le iniziative già attivate presso prestigiosi atenei: il master "Ingegneria del Petrolio" e la laurea magistrale "Ingegneria del Petrolio" con il Politecnico di Torino, il master "Progettazione Impianti Oil & Gas" con l'Università di Bologna e la laurea magistrale "Orientamento Energetico - Idrocarburi" con il Politecnico di Milano.

A tali già consolidate iniziative, si aggiungono altre collaborazioni con istituti universitari; ad esempio è stata attivata la quarta edizione del master di primo livello "Management of Health, Safety, Environment & Quality System" organizzato con l'Università di Pisa e con la collaborazione del consorzio QUINN. Il percorso, che ha coinvolto 19 risorse di 10 nazionalità differenti, si è sviluppato in circa 10 mesi complessivi suddivisi fra aula e project work. Inoltre, in collaborazione con l'Università di Perugia è stato realizzato il progetto "Integrated petroleum geoscience course" che ha coinvolto, in due edizioni, 33 persone provenienti da Egitto (20), Mozambico (5), Togo (2), Nigeria (4), Repubblica del Congo (2), laureate in geologia o geofisica. La durata del progetto è stata di 7 mesi a edizione.

Complessivamente nel 2012 sono stati gestiti e monitorati 163 partecipanti tra allievi dei master, studenti delle lauree magistrali e borsisti, registrando 87 assunzioni tra le società/divisioni del gruppo, un dato molto rilevante dal momento che, negli ultimi 8 anni, è inferiore solo ai risultati raggiunti nell'anno 2010.

Infine, allo scopo di rendere disponibili e facilmente accessibili le informazioni sulle partnership con il mondo accademico e i centri di ricerca si è condotto, nel 2012, il 4° censimento delle iniziative avviate da corporate, divisioni e società. Sono state censite 404 iniziative di cui 270 in Italia e 134 all'estero, per un investimento complessivo di circa €44 milioni, (€25 milioni in Italia e €19 milioni all'estero).

Formazione anti-corruzione

La formazione anti-corruzione è obbligatoria ed è estesa a tutto il personale a rischio, in Italia e all'estero. Essa ha l'obiettivo di illustrare le leggi anti-corruzione applicabili, il compliance program anti-corruzione di Eni e di fornire le conoscenze e gli strumenti per riconoscere le condotte che possono costituire reati, le azioni da intraprendere, i rischi, le responsabilità e le sanzioni che possono derivarne, al fine di prevenire e contrastare eventi corruttivi. La formazione è svolta attraverso corsi online (e-learning) disponibili in italiano, inglese e, dal 2012, anche in francese, ed eventi formativi in aula (workshop) eseguiti direttamente dall'ufficio legale anti-corruzione (ACLSU) in Italia e all'estero. Fra il 2010 e il 2012 è stato completato il primo ciclo di e-learning erogato al personale Eni ed è stato predisposto un nuovo ciclo, che verrà erogato nel 2013. Tale nuovo e-learning, è effettuato allo scopo di rinnovare la formazione verso il personale a rischio anche in considerazione delle modifiche intervenute nella normativa internazionale e, di riflesso, nelle normative interne.

Le risorse formate nel triennio 2010-2012 sono circa 6.370. I workshop erogati sono in tutto 62.

Le ore di formazione effettuate nel triennio con riferimento ai workshop sono 6.750 considerando una durata di 2,5 ore per evento.

Le ore di formazione effettuate nel triennio con riferimento all'e-learning sono 22.044.

A fine 2012 sono state attivate due ulteriori iniziative in ambito formativo che proseguiranno anche nel 2013:

- la Formazione Istituzionale Quadro, in collaborazione con ECU e avente ad oggetto la figura e le responsabilità tipiche del Quadro. Al progetto hanno partecipato diverse funzioni aziendali (ACLSU, Internal Audit, HSE e contenzioso lavoro). Tra ottobre e dicembre sono state formate 95 risorse;
- il "Roadshow sulla sicurezza nei siti operativi Eni" erogato dall'ACLSU ai dipendenti e contrattisti dei principali siti operativi. Al progetto hanno partecipato anche la Linea di business, le Risorse Umane, gli approvvigionamenti e HSEQ e l'anti-corruzione. Tra ottobre e dicembre 2012 sono stati effettuati 9 incontri nei principali siti operativi italiani (raffinerie, centrali, stabilimenti, piattaforma) ai quali hanno partecipato 679 dipendenti e 448 ditte. In totale, sono state incontrate oltre 1.100 persone.

Il coinvolgimento delle persone

		2010	2011	2012
Utenti con accesso al portale MyEni	(numero)	24.314	25.746	23.578
Persone coinvolte nel Programma Cascade		31.387	29.086	28.700
- Paesi coinvolti		39	40	44
- Incontri realizzati		600	565	569
- Soddisfazione dei partecipanti (feedback positivi sull'iniziativa)	(%)	84	87	88

Nel 2012 il portale MyEni si è riconfermato il principale strumento di ingresso nel mondo Eni, di comunicazione e di supporto all'attività quotidiana. Visibile nella versione italiana a 23.578 persone, la versione internazionale (MyEni International) è oggi raggiungibile da ogni consociata collegata alla rete telematica Eni ed è pagina predefinita in 43 consociate, aperta a un totale di 8.100 persone circa.

Il programma Cascade, rivolto a tutte le persone Eni con l'obiettivo di trasmettere le strategie della Società per area di business, è giunto nel 2012 alla sua sesta edizione. L'apprezzamento generale dell'iniziativa è stato elevato e in incremento rispetto al 2011 (+1%). Il Cascade, oltre l'Italia, ha coinvolto 43 Paesi esteri in un totale di 569 incontri.

Anche per il 2012 vengono riconfermati gli ambiti prioritari di intervento del Progetto Welfare: le iniziative per la "Famiglia e i figli", la "Salute e Benessere" e il "Time & money saving".

Per quanto riguarda i servizi offerti alla famiglia il 2012 ha visto il consolidamento e l'incremento delle iniziative estive volte a fornire supporto durante il periodo di chiusura delle scuole, e l'offerta di servizi di conciliazione tra vita privata e lavorativa, quale ad esempio il nido scuola aziendale che attualmente accoglie 60 bambini al nido e 108 alla scuola d'infanzia. Nel 2012 i campus estivi in città, rivolti ai ragazzi di età compresa tra i 4 e 16 anni, hanno registrato 390 partecipanti. I soggiorni estivi, invece, rivolti ai figli delle persone Eni di età tra i 6 e i 14 anni, hanno visto la partecipazione di 1.119 bambini presso la struttura di Cesenatico (compresi 180 ragazzi provenienti dal Kazakhstan e dalla Siberia, a seguito di un'iniziativa no profit di Eni E&P) e 728 presso la struttura di Piani di Luzza. 300 sono stati invece i ragazzi di età compresa tra i 15 e 16 anni

che hanno partecipato ai soggiorni tematici, iniziativa incentrata sull'apprendimento della lingua inglese. Il gradimento rilevato dai partecipanti ai soggiorni estivi e tematici è molto alto (con una valutazione compresa tra il buono e l'ottimo pari al 98% dei giudizi rilevati).

Dopo il grande successo registrato nel 2011, nel 2012 l'iniziativa "eninsieme" ha coinvolto 6 città con l'inclusione di 24 sedi e la partecipazione di oltre 4.000 partecipanti che hanno avuto l'opportunità sia di far visitare la sede di lavoro che di conciliare la sfera familiare con quella lavorativa. Nell'ambito dell'area "Salute e Benessere" nel 2012 sono state riconfermate le iniziative attivate negli anni scorsi. In particolare, rispetto alle attività di **Prevenzione Primaria**, è stata lanciata la nuova campagna di comunicazione "eni wellness program" che mira a introdurre stili di vita più salutari, monitorando le abitudini quotidiane, nei 4 ambiti della prevenzione (alimentazione, attività fisica, consumi di fumo e alcol). È stato esteso alla popolazione Eni in Italia il programma myto (my trainer online), finalizzato a incentivare tutti i dipendenti a svolgere con regolarità una maggiore attività fisica, ed è stata avviata la fase sperimentale di myto anche in due siti all'estero (Pakistan e Nigeria).

Nell'ambito della **Prevenzione secondaria** nel 2012 è proseguito il "Piano di Diagnosi Precoce", screening oncologico proposto da Eni, in collaborazione con la LILT (Lega Italiana per la Lotta ai Tumori) e con analoghe strutture sanitarie convenzionate. Nel mese di aprile, inoltre, a Priolo è stata inaugurata la nuova struttura sanitaria per "Il Progetto Salute Sicilia", dove, in collaborazione con la Azienda Sanitaria Provinciale di Siracusa, vengono effettuati gli screening oncologici, sempre su base volontaria, non solo per tutte le persone Eni ma anche per gli utenti del territorio.

Rispetto alla **Prevenzione terziaria**, è proseguita nel 2012 la collaborazione di Eni con il Ministero della Salute ed AIMAC (Associazione Italiana Malati di Cancro) attraverso il progetto avviato per la promozione di una corretta informazione ai propri dipendenti sulla malattia oncologica; a tal fine è stato pubblicato, sulla intranet aziendale, un opuscolo interattivo che fornisce indicazioni sulla normativa prevista a sostegno di chi è colpito da tumore in età lavorativa.

Infine, in ambito "Time & money saving", per supportare il potere di spesa delle persone Eni, sono state riconfermate e attivate diverse tipologie di convenzioni che riguardano le categorie merceologiche più significative e che maggiormente incidono nella vita delle famiglie (viaggi e leisure, auto, abbigliamento, ambito medico). In particolare, è stata attivata una nuova convenzione con l'Università Campus Biomedico di Roma che consente alle persone Eni e ai loro familiari di effettuare prestazioni medico-sanitarie a tariffe agevolate. Rinnovate anche le convenzioni in ambito leisure per l'acquisto di servizi e merci a condizione di miglior favore: dall'acquisto dei pacchetti vacanze (che includono accordi con tour operator, con le più grandi e rinomate catene alberghiere nazionali e internazionali e con i parcheggi aeroportuali) all'acquisto di abbigliamento (grazie a convenzioni con catene di abbigliamento e alla presenza di outlet), all'acquisto di autovetture provenienti dalla flotta aziendale.

Le relazioni industriali

(numero)	2010	2011	2012
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva (Italia)	31.217	30.506	30.480
Consultazioni, negoziazioni con i sindacati su cambiamenti organizzativi (Italia) ^(a)	385	437	359

(a) Il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera.

In relazione allo scenario economico complessivo e coerentemente con quanto previsto dal verbale di accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di Relazioni Industriali del 26 maggio 2011, nel 2012 sono state avviate iniziative finalizzate alla ricerca di soluzioni coerenti con le problematiche di business. A tal proposito è stato sottoscritto, nel mese di settembre, l'accordo con le organizzazioni sindacali relativo all'avvio del progetto "Green Refinery" finalizzato alla riconversione dell'attuale capacità operativa della Raffineria di Venezia a favore di cicli "green" e, nel mese di aprile, l'accordo sindacale nel quale sono state previste per la Raffineria di Gela una serie di azioni, quali fermate delle produzioni, utilizzo degli ammortizzatori sociali, avvio di percorsi di formazione appositamente definiti, al fine di realizzare soluzioni economicamente compatibili con le esigenze di efficienza e competitività dell'azienda e di salvaguardia della professionalità delle persone. Nei mesi di maggio e dicembre, inoltre, sono stati siglati gli accordi sindacali per l'avvio di progetti pilota per la sperimentazione del telelavoro domiciliare in alcune strutture organizzative di Eni Adfin, della Divisione Refining & Marketing e di Versalis. A livello internazionale, nel mese di giugno a Vienna (Austria) si sono svolti i lavori relativi all'Osservatorio europeo per la sicurezza e salute dei lavoratori e l'incontro annuale del Comitato Aziendale Europeo (CAE).

Il contenzioso del lavoro

		2010	2011	2012
Contenziosi dipendenti	(numero)	1.051	1.170	1.383
Rapporto prevenzione/controversie		801/1.051	952/1.170	864/1.383
Rapporto controversie/dipendenti	(%)	3,02	1,39	1,80

Nel 2012 è continuato l'impegno nella prevenzione e nella gestione delle controversie giuslavoristiche operando già in fase di pre-contenzioso con strumenti efficaci per la riduzione dei contenziosi e dei costi conseguenti.

Grazie alla continua assistenza legale fornita, il livello di conflittualità è su valori bassi in considerazione delle dimensioni aziendali e dell'articolata legislazione lavoristica, in particolare di quella italiana.

Le rivendicazioni presso i fori giudiziari italiani e non, che hanno per oggetto richieste connesse con il rapporto di lavoro quali ad esempio il superiore inquadramento contrattuale, il riconoscimento di differenze retributive e, in particolare per l'Italia, il presunto demansionamento, si mantengono su un livello estremamente basso (0,24% dei dipendenti in servizio a dicembre 2012). Ciò a conferma di un modello di organizzazione del lavoro che consente alle persone Eni, e gli riconosce, attraverso anche un condiviso sistema classificatorio del personale, di esprimersi al meglio delle proprie competenze e potenzialità.

La maggior parte delle vertenze (30% del totale) riguardano invece rivendicazioni conseguenti processi di esternalizzazione perseguiti da Eni quali trasferimenti di rami aziendali e appalti di servizi.

I claims per le malattie professionali (24% del totale) rappresentano, in questo momento, un fenomeno tipico delle vertenze lavoristiche italiane e sono dovute a richieste per presunte esposizioni ad agenti potenzialmente dannosi spesso collegate a siti industriali acquisiti da Eni.

Infine, per quanto riguarda le vertenze all'estero, assumono particolare importanza, oltre alle già citate rivendicazioni retributive, anche le richieste di partecipazione agli utili societari.

Le spese per il territorio

(€ milioni)	2010	2011	2012
Spese totali per il territorio	107,224	100,885	90,568
- di cui investimenti progettuali a favore delle comunità	75,394	69,279	63,052
- di cui investimenti di breve termine e liberalità	4,382	0,865	3,377
- di cui quote di adesione a organismi associativi	1,642	1,624	1,803
- di cui contributi a Eni Foundation ^(a)	5,000	3,000	-
- di cui sponsorizzazioni per il territorio	17,088	22,399	18,618
- di cui contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei	3,718	3,718	3,718

(a) Nel corso del 2012, in base ai fabbisogni finanziari legati alla realizzazione dei progetti, Eni Foundation non ha richiesto l'erogazione del contributo.

Nel 2012 la spesa complessiva a favore del territorio ammonta a oltre €90 milioni e comprende gli investimenti a favore delle comunità, le liberalità, le quote di adesione a organismi associativi, le sponsorizzazioni, i contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei. Oltre €63 milioni (circa il 70% del totale) sono stati investiti in progetti sociali, stabiliti nell'ambito di accordi o convenzioni con gli stakeholder locali, per favorire e promuovere lo sviluppo delle comunità e dei Paesi di cui Eni è ospite.

Gli investimenti progettuali a favore delle comunità

(€ milioni)	2010	2011	2012
Investimenti progettuali a favore delle comunità per settore di intervento	75,394	69,279	63,052
- formazione/addestramento professionale	5,302	4,570	9,886
- ambiente	14,351	15,899	9,698
- cultura	3,912	1,938	1,300
- istruzione ed educazione	3,967	3,207	3,789
- sanità	7,036	2,035	3,886
- sviluppo di infrastrutture	13,231	18,334	20,344
- sviluppo socio-economico	8,732	6,794	6,357
- relazioni con le comunità	5,916	7,134	7,077
- accesso all'energia	12,947	9,368	0,715

La spesa in progetti a favore delle comunità derivanti da accordi e convenzioni con il territorio ammonta a circa €63 milioni, di cui oltre il 94% realizzati nell'ambito delle attività di esplorazione e produzione. Per quanto concerne i dati E&P, il consuntivo 2012 è di €59,5 milioni, leggermente

inferiore rispetto al consuntivo 2011 pari a €62,1 milioni. Tale decremento si spiega con minori investimenti principalmente in Kazakhstan e in Italia, compensati dalla ripresa di investimenti in Egitto, e l'aumento dell'impegno in numerosi Paesi tra cui principalmente Mozambico e Gabon. Si sottolinea il trend positivo, in crescita dal 2010, degli investimenti verso il continente africano: nel 2012 sono spesi oltre €26 milioni, di cui oltre €22 milioni nella regione dell'Africa Sub-Sahariana, rappresentativi della crescita delle attività di Eni nella regione. Inoltre, si segnala una crescita significativa nel settore della formazione e dell'addestramento professionale: la spesa sostenuta nel settore ha superato di oltre €5 milioni quella del 2011 per via dell'aumento degli interventi in Mozambico, Kazakhstan, Gabon ed Egitto. Gli interventi in ambito sanitario nel 2012 hanno superato lo speso del 2011 di quasi €2 milioni grazie all'aumento degli impegni in Libia, Angola, Congo, Ecuador e Togo. Il decremento relativo ai progetti di accesso all'energia è imputabile alla conclusione di un importante progetto in Kazakhstan.

Le sponsorizzazioni per il territorio

(€ migliaia)	2010	2011	2012
Le sponsorizzazioni per il territorio per settore di intervento	17.088	22.399	18.619
- salute	28	168	40
- formazione	1.235	71	185
- educazione	560	436	862
- ambiente	4.249	233	69
- cultura	10.524	15.771	13.678
- infrastrutture sociali	24	162	37
- interventi sociali	468	5.559	3.748

Eni opera a favore delle comunità anche attraverso il sostegno di iniziative selezionate in base a criteri diversi, quali l'affinità all'immagine e all'identità dell'azienda, il legame con il territorio, l'aderenza agli obiettivi di business e, come denominatore comune, la coerenza con i principi di sostenibilità. Nel 2012 le sponsorizzazioni a favore del territorio ammontano a €18,6 milioni di cui la quasi totalità in Italia; oltre il 70% è dedicato alla promozione della cultura nei territori di presenza Eni.

Local content

Rapporto tra salario minimo di politica Eni e salario minimo di mercato (1° decile) - (middle manager - senior staff)

Rapporto	Paesi
100 - 115	Paesi dell'area del Golfo, Belgio, Francia, Germania, Italia, Norvegia, Olanda, Regno Unito, Romania, Australia, Stati Uniti, Ungheria, Venezuela
116 - 130	Algeria, Angola
131 - 150	Cina, Libia, Perù
151 - 180	Indonesia, Kazakhstan, Brasile
> 180	Egitto, Russia, India
130	Media Globale

Eni definisce nella propria politica per il personale locale (si veda il dettaglio dei dipendenti all'estero locali per categoria professionale nella sezione Sviluppo internazionale) livelli salariali di riferimento in un range minimo/massimo, in relazione ai dati di mercato di ogni singolo Paese, monitorati annualmente attraverso provider internazionali.

Il confronto tra i livelli minimi definiti in politica da Eni e i livelli minimi di mercato forniti dai provider (1° decile delle prassi retributive locali) si riferisce alla popolazione costituita da middle manager e senior staff. L'analisi effettuata è relativa a un campione di circa 14.000 risorse in 24 Paesi scelti tra i più rappresentativi in termini di presenza e strategicità del business. I risultati dell'analisi evidenziano mediamente livelli minimi di politica Eni in linea o superiori ai minimi di mercato.

Procurato per area geografica 2012

		Africa	Americhe	Asia	Italia	Resto d'Europa	Oceania
Numero fornitori utilizzati	(numero)	6.920	4.541	4.436	11.092	8.573	428
Procurato totale	(€ milioni)	7.099	2.463	5.542	12.328	3.635	745
- di cui in beni	(%)	11,7	29,1	11,9	20,0	17,3	18,9
- di cui in lavori		7,3	21,1	55,5	16,3	21,8	15,4
- di cui in servizi		49,5	44,3	28,8	56,0	48,7	56,1
- di cui non dettagliabile		31,5	5,5	3,8	7,7	12,2	9,6

Nel 2012 hanno lavorato per Eni oltre 32 mila fornitori nel mondo, alcuni dei quali operano in più di un continente; in particolare, oltre il 20% nel continente africano. Eni promuove iniziative e partnership per massimizzare la partecipazione delle imprese locali allo svolgimento delle sue attività,

contribuendo alla crescita delle filiere locali anche nei Paesi in via sviluppo o emergenti. Nel 2012 la quota di procurato sui mercati locali è superiore al 50% in Paesi quali Congo (50%), Arabia Saudita (71%), Egitto (70%), Tunisia (72%), Gabon (62%), Pakistan (72%), con punte di oltre il 75% in diversi Paesi tra cui Nigeria, India e Indonesia (rispettivamente 90%, 82% e 83% di procurato locale nel 2012).

Procurato locale 2012 per Paese

% procurato su mercato locale	Paesi
0 - 25%	Algeria, Croazia, Iraq, Libia, Mozambico, Lussemburgo, Perù, Polonia, Portogallo, Venezuela
25 - 50%	Angola, Francia, Germania, Ghana, Iran, Kazakhstan, Svizzera
50 - 75%	Arabia Saudita, Australia, Brasile, Repubblica del Congo, Ecuador, Egitto, Gabon, Gran Bretagna, Norvegia, Pakistan, Tunisia
75 - 100%	Argentina, Canada, India, Indonesia, Italia, Messico, Nigeria, Paesi Bassi, Romania, Russia, Singapore, Stati Uniti, Ungheria

Le relazioni con i fornitori

		2010	2011	2012
Procurato per macroclasse ^(a)	(€ milioni)	31.187	32.586	31.811
- lavori		6.332	6.782	7.024
- servizi		14.460	15.990	15.283
- beni		5.977	6.743	5.449
- non dettagliabile		4.418	3.071	4.055
Percentuale procurato top 20	(%)	18	20	15
Fornitori utilizzati	(numero)	32.601	31.878	32.621
Cicli di qualifica effettuati nell'anno		32.962	26.936	31.991
- di cui con esiti negativi	(%)	9	13	6
Verifiche eseguite a seguito di feedback negativo e conseguenti azioni intraprese	(numero)	237	365	381
- sospensioni		35	73	69
- revoche		3	56	53
- stati di attenzione		199	236	259
Totale fatture contabilizzate		3.431.418	2.962.212	2.571.172
- di cui automatiche		2.860.840	2.421.083	2.080.762
- di cui manuali		570.578	541.129	490.410
Automazioni realizzate		-	7.479	69.000
Rispetto dei tempi di pagamento dei debiti commerciali entro la scadenza	(%)	-	-	93,17
- entro 10 giorni dalla scadenza		-	-	4,40
- oltre 10 giorni dalla scadenza		-	-	2,43

(a) Il dato include il procurato infragruppo, che per il 2012 è pari a €2.027 milioni.

Nel 2012 il procurato totale di Eni ammonta a quasi €32 miliardi. È proseguito il processo di estensione dei modelli di vendor management (sistemi e formazione) a 2 realtà estere (in Libia e in USA). I fornitori sono sottoposti a iter di qualifica e audit, a visite di Inspection & Expediting, nonché a processi di valutazione delle prestazioni e di verifica delle azioni correttive poste in essere. È proseguita l'attività di monitoraggio sui fornitori non in linea con gli standard Eni (inclusi requisiti di sostenibilità) con redazione di relativi report mensili. Nel 2012 le attività di monitoraggio hanno riguardato in particolare quattro realtà estere: Eni US operating, Eni Tunisia, Eni Australia, Eni Indonesia. Sono state dedicate iniziative di comunicazione per la diffusione di buone pratiche e per la sensibilizzazione delle persone del procurement in Paesi all'estero (Nigeria, Ghana, Venezuela, Australia) oltre alla familiarizzazione dei temi di sostenibilità alle persone delle consociate in sede.

Si mantiene il posizionamento nelle iniziative che favoriscono la promozione di buone pratiche nella gestione della supply chain, tra cui la partecipazione al Carbon Disclosure Project Supply Chain, coinvolgendo fornitori significativi di Eni e la relativa estensione delle domande relative alle emissioni di CO₂ e ai consumi di acqua nei questionari di qualifica; al gruppo di lavoro Supply Chain Task Force IPIECA per lo sviluppo dei temi ambientali e di CSR nella supply chain; al gruppo di lavoro Sustainable Supply Chain nell'ambito del Global Compact Network Italia.

Eni Adfin, che gestisce le attività amministrative delle società italiane del Gruppo Eni, nel corso del 2012 ha continuato lungo il suo percorso di miglioramento continuo tramite azioni di efficienza organizzativa e standardizzazione dei sistemi e dei processi amministrativi, con particolare riferimento a quelli di contabilizzazione e pagamento delle fatture passive. Queste azioni hanno consentito alla società il raggiungimento di importanti risultati in termini di trattamento automatico dei documenti: sono state realizzate automazioni di circa 69.000 documenti ed è stato ulteriormente ridotto rispetto allo scorso anno il numero dei documenti gestiti manualmente, destinato a diminuire ancora nel prossimo anno grazie all'effetto delle azioni completate a fine 2012. Per quanto riguarda il rispetto dei tempi di pagamento dei debiti commerciali, le azioni di efficienza e ottimizzazione

hanno consentito nel 2012 di arrivare al risultato di circa il 93% dei debiti commerciali pagato entro la scadenza e circa il 97% entro 10 giorni dalla scadenza, con meno dell'1% dei debiti commerciali pagato oltre 60 giorni dalla scadenza. Le azioni di ottimizzazione e standardizzazione continueranno anche nei prossimi anni lungo il percorso tracciato volto all'eccellenza organizzativa e gestionale.

La trasparenza dei pagamenti

Pagamenti ai Paesi produttori aderenti all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)

Paesi	Anno ^(a)	Valuta locale	Pagamenti in valuta locale (migliaia)	Pagamenti in USD (migliaia)	Totale dei pagamenti in USD (migliaia)
Norvegia	2011	NOK	9.406.804	-	1.680.133
Profit Taxes ^(b)			9.309.843		1.662.815
Fees ^(c)			88.200	1.890	15.753
Other significant benefits to government agreed by MSWG			8.761	4.725	1.565
Nigeria	2011		-	1.650.573	1.650.573
Profit Taxes ^(b)				1.073.957	1.073.957
Royalties				488.050	488.050
Fees ^(c)				305	305
Other significant benefits to government agreed by MSWG				88.261	88.261
Timor Leste	2011		-	401.269	401.269
Host government's production entitlement (e.g. Profit oil)				205.826	205.826
Profit Taxes ^(b)				169.821	169.821
Royalties				2.757	2.757
Fees ^(c)				410	410
Other significant benefits to government agreed by MSWG				22.455	22.455
Kazakhstan	2011	KZT	9.432.211	1.194.496	1.258.823
Host government's production entitlement (e.g. Profit oil)				417.705	417.705
Profit Taxes ^(b)			953.183	723.850	730.351
Bonuses ^(d)				52.941	52.941
Other significant benefits to government agreed by MSWG			8.479.028		57.826
Repubblica del Congo ^(e)	2011	CFA	7.017.103	96.625	111.515
Profit Taxes ^(b)			7.005.503		14.866
Other significant benefits to government agreed by MSWG			11.600	96.625	96.649
Mozambico	2010	MZN	55.325	450	2.129
Profit Taxes ^(b)			50.117		1.521
Other significant benefits to government agreed by MSWG			5.209	450	608
Iraq	2010			43.750	43.750
Bonuses ^(d)				43.750	43.750
Togo	2011	XOF	1.107.796	500	2.851
Profit Taxes ^(b)			1.107.796		2.351
Other significant benefits to government agreed by MSWG				500	500
Gabon	2010		-	25	25
Fees ^(c)				25	25

(a) Ultimo esercizio fiscale locale a cui si riferiscono i dati e in cui è stata effettuata disclosure EITI.

(b) Imposte sul reddito e altre imposte sulla produzione.

(c) Canoni su licenze e concessioni.

(d) Bonus di firma, scoperta e produzione.

(e) Oltre all'importo rappresentato in tabella, una parte dei trasferimenti effettuati da Eni in Congo avviene in "kind" per un totale pari a 16.860 kboe che si riferiscono alla quota di profit oil e a royalties di spettanza della Repubblica del Congo nonché ad accordi di commercializzazione in essere tra Eni, la Repubblica del Congo e la SNPC (Societe Nationale du Petrole du Congo).

Nel 2012, Eni ha continuato a partecipare ai processi di riconciliazione e pubblicazione dei pagamenti ai Paesi produttori aderenti all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI).

Nella tabella si riportano i dati relativi ai pagamenti effettuati da Eni e inclusi negli ultimi Report EITI pubblicati nei rispettivi Paesi.

Per la Repubblica del Congo, il Report EITI pubblica degli scostamenti non materiali tra il valore dichiarato dal Paese e quello dichiarato da Eni. In tabella è esposto il valore dichiarato da Eni.

Per l'Iraq, il Report EITI per il 2010 include anche gli acquisti di greggio effettuati da Eni Trading e Shipping SpA. A fronte di tali acquisti, Eni Trading e Shipping ha corrisposto per il 2010 un importo pari a 1.610.480.285,13 USD.

Eni è anche impegnata nei Multistakeholder Working Group locali di EITI o direttamente o attraverso la partecipazione ad associazione di categoria. Anche nel 2012 Eni ha contribuito economicamente al funzionamento del Segretariato dell'EITI.

Royalty pagate negli esercizi 2010-2012 in Italia

(€ migliaia)	2010	2011	2012
Royalty corrisposte ^(a)	142.228	203.886	237.517
- di cui allo Stato	64.465	97.682	96.948
- di cui alle Regioni	62.052	83.730	109.949
- di cui alla regione Basilicata	35.440	53.516	77.255
- di cui ai Comuni	15.711	22.474	30.619

(a) Il valore include Enimed, Società Adriatica Idrocarburi e Società Ionica Gas.

I diritti umani

		2010	2011	2012
Ore di formazione sui diritti umani	(numero)	-	518	576
Fascicoli di segnalazioni pervenute su probabile violazione dei diritti umani		-	39	39
Fascicoli di segnalazioni su violazione dei diritti umani chiusi nell'anno		-	32	48
- segnalazioni non fondate o fondate almeno in parte con adozione di azioni correttive e/o di miglioramento		-	13	15
- segnalazioni infondate		-	19	33
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani		10.096	11.471	12.471
% procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	85	90	88
Audit SA8000 effettuati	(numero)	10	16	16
- di cui follow-up		2	8	8
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani	(%)	20 ^(a)	50	65
Personale security formato sui diritti umani	(numero)	106 ^(b)	169	1.008
Siti critici coperti da assessment		-	30	11
Siti verificati tramite check list		-	147	121
Paesi con vigilanza armata a presidio dei siti		-	12	10
Ore di formazione di carattere specifico ai security manager		-	672	1.476

(a) Riferito ai contratti stipulati dalle società/divisioni appartenenti al Gruppo Eni in Italia e all'estero. Nell'ambito del censimento riguardante le clausole sui diritti umani, risultano 196 siti con contratti di vigilanza. Di questi, 39 hanno clausole sui diritti umani nei rispettivi contratti di vigilanza.

(b) 79 in Nigeria (Forze di Polizia e Militari) e 27 in Egitto.

Con riferimento alla gestione delle segnalazioni afferenti la tematica dei diritti umani, si evidenzia che nel corso del 2012:

- sono stati aperti 39 fascicoli che prevalentemente riguardano presunti abusi dei diritti dei lavoratori e sospette discriminazioni verso le comunità circostanti, nonché potenziali anomalie nella gestione della sicurezza;
- sono stati chiusi 48 fascicoli e per 15 di essi sono state adottate azioni correttive/di miglioramento. Di tali 15 fascicoli, 7 sono risultati fondati almeno in parte e hanno riguardato violazioni degli standard di lavoro e delle norme sulla sicurezza sul lavoro da parte di fornitori.

Prosegue l'impegno nella verifica sulla linea condotta dei fornitori, con particolare riferimento alla tutela dei diritti umani: nel 2012 sono stati effettuati Audit SA8000 su 8 fornitori / sub-fornitori in Australia/Timor Leste e in Ecuador, e follow-up su audit SA8000 svolti nel 2011 a 8 fornitori (Nigeria e Pakistan). Per quanto riguarda il coinvolgimento delle persone su questo tema, è stata effettuata attività di formazione per auditor SA8000 a 5 persone in area approvvigionamenti, di cui 2 in Italia presso la sede centrale e 3 presso consociate all'estero (in Libia e in Australia); sono stati, inoltre, formati due Lead Auditor SA8000 presso le unità di sede.

Anche nel 2012 la funzione Security ha proseguito l'attività di promozione e realizzazione di progetti di formazione in materia di "Human Rights & Security" nei confronti delle Forze di Sicurezza (pubblica e privata) che svolgono la loro attività presso i siti Eni nella Repubblica del Congo (Brazzaville, Point-Noire e M'Boundi) e in Angola (Luanda). Le Forze di Sicurezza Privata formate attraverso questi corsi sono state 846, a fronte delle 169 del 2011. Inoltre Eni Pakistan, a seguito del progetto formativo "Human Rights & Security" realizzato nel 2011, ha dato vita a un'ulteriore iniziativa finalizzata a promuovere la conoscenza e la promozione dei diritti umani tra gli operatori di security. I corsi sono stati realizzati presso i siti di Karachi, Bhit Field e Kadanwari Field, per un totale di 162 partecipanti.

Nel corso del 2012 sono stati realizzati 10 corsi di formazione riguardanti tematiche di specifico interesse di Security, per un totale di 1.476 ore formative. Infine, prosegue l'impegno volto ad includere clausole di condotta finalizzate al rispetto dei diritti umani, all'interno dei contratti conclusi con i fornitori di servizi di Security. Al 31 dicembre 2012 le clausole risultano inserite nel 65% dei contratti a fronte del 50% registrato nel 2011.

Innovazione tecnologica

		2010	2011	2012
Spese in R&S	(€ milioni)	275	246	263
- spese in R&S al netto dei costi generali ed amministrativi		218	190	211
Valore tangibile generato da R&S ^(a)		540	730	1.006
Dipendenti impegnati in attività R&S (full time equivalent)	(numero)	1.019	925	975
Domande di primo deposito brevettuale		88	79	74
Brevetti in vita		7.998	8.884	8.931
Età media dei brevetti	(anni)	9,14	8,84	8,86

(a) Valore riferito alle attività E&P, R&M e Versalis e misurato a partire dal 2009, da quando il processo di rilevamento è in atto.

L'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta per il 2012 a €211 milioni (ovvero €263 milioni se si includono i costi fissi generali attribuiti alle attività di ricerca, gli ammortamenti, e se si escludono i contributi derivanti dal credito di imposta - ex DL 70/2011, convertito in Legge n. 106 del 12 luglio 2011).

La quota di spesa in R&S nel 2012 dedicata alle collaborazioni con Università e Centri di Ricerca nel mondo è pari a circa €30 milioni, di cui oltre il 50% relativi a enti italiani.

Nel 2011 è stata finalizzata, attraverso l'emissione di un apposito manuale, la metodologia di misura del valore – in termini tangibili e intangibili – creato dalle attività di R&S Eni (Corporate, Divisioni e Versalis), basata su key performance indicator (KPI) che tengono conto delle peculiarità dei diversi business di Eni. Sulla base di tale metodologia, il valore creato nel 2012 dalle tecnologie innovative di E&P, R&M e Versalis si attesta complessivamente in €1.006 milioni. L'importo dei benefici complessivamente consuntivati nel 2011 era pari a €730 milioni (€492 milioni, al netto del valore delle riserve). Rispetto ai costi sostenuti da Eni negli stessi anni per attività di R&S, il valore creato dà luogo a un rapporto benefici/costi pari a 5,7 nel 2012 (4,3 e 3,1 rispettivamente nel 2011 e 2010).

Il personale impegnato nelle attività R&S al 31 dicembre 2012 è pari a 975 unità (full time equivalent), in aumento rispetto al 2011 per la riallocazione di risorse nel business della chimica.

Nel 2012 sono state depositate 74 domande di brevetto (rispetto alle 79 depositate nel 2011), 44 dalle Divisioni di Eni, 17 da Versalis e 13 da Ingegneria & Costruzioni.

La dimensione del portafoglio brevetti complessivo alla fine del 2012 si presenta simile all'anno precedente, con un incremento marginale (0,5%). L'equilibrio del dato deriva dal bilanciamento tra i titoli brevettuali scaduti o abbandonati a seguito di attività di revisione del portafoglio e i nuovi titoli brevettuali derivanti dalle azioni di tutela estera delle invenzioni. L'età media si attesta su un valore simile a quello rilevato nel 2011.

Knowledge management

(numero)	2010	2011	2012
Comunità/network di conoscenze per settore di applicazione	53	58	63
- business	48	53	53
- trasversale	5	5	10
Partecipanti a comunità/network di conoscenza per settore di applicazione	2.624	3.634	4.732
- business	2.385	3.376	4.098
- trasversale	239	258	634
Knowledge owner	179	187	177

Nel 2012 le iniziative di knowledge management hanno confermato il trend di crescente diffusione già manifestato nel corso degli ultimi anni, dando così evidenza del continuo investimento in strumenti e processi volti al miglioramento della gestione della conoscenza e alla sua condivisione e diffusione tra le persone di Eni. Le nuove iniziative realizzate nel corso del 2012 si sono concentrate soprattutto sulle aree trasversali, dove sono state avviate 5 nuove comunità: due nell'area professionale HSE ("Gestione della risorsa idrica" e "Analisi e reporting HSE"), le altre su temi di forte rilevanza come "Research & Innovation", "Contract Administration" e "Industrial Risk Management".

Al 31/12/2012 il sistema di knowledge management di Eni è costituito complessivamente da 63 comunità attive, pari al 9% rispetto all'anno precedente, con una popolazione totale di 4.732 risorse coinvolte, con un incremento di 1.098 partecipanti, il 30% in più rispetto allo scorso anno.

L'aumento di partecipazioni nel 2012 è riconducibile sia all'avvio delle 5 nuove comunità trasversali, che ha visto il coinvolgimento di 373 nuovi membri, sia al costante incremento delle membership nelle comunità di business, aumentati del 21%. Particolarmente significativo è stato infine l'incremento della partecipazione ai processi di knowledge management, sia di business sia trasversali, di risorse estere: a fine 2012 i membri operanti all'estero sono 1.413, il 79% in più rispetto allo scorso anno.

Il sistema di gestione ambientale

		2010	2011	2012
Certificazioni ISO 14001	(numero)	93	102	106
Certificazioni ISO 50001		1	3	6
Registrazioni EMAS		9	9	10
Audit ambientali		549	851	1.253
Audit integrati HSE		2.893	914	670
Audit integrati HSEQ		164	764	1.255
Spese e investimenti ambientali	(€ migliaia)	916.201	893.421	743.183
- di cui spese correnti		523.791	551.799	468.047
- di cui investimenti		392.410	341.622	275.136

La maggior parte dei sistemi di gestione delle unità operative rilevanti è registrata secondo la Norma Internazionale ISO 14001 e in Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di Registrazione EMAS. Nei prossimi 4 anni è prevista la copertura complessiva delle consociate e degli stabilimenti rilevanti secondo la norma ISO 14001.

Nel 2012 il numero complessivo delle Certificazioni ISO 14001 e delle Registrazioni EMAS risultano in aumento. In particolare:

- nel settore E&P sono state mantenute tutte le certificazioni precedentemente conseguite a copertura di tutti i siti operativi di 30 consociate pari a circa il 70% del totale;
- nel settore G&P, dove già nel 2011 era stata completata la Certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi, è stata ottenuta la Registrazione EMAS del sito EniPower di Ferrara e sono state conseguite le Certificazioni ISO 14001 delle 3 società di trasporto estero gas (Sergaz, Scogat e Trans Tunisian Pipeline e Co) e della società Servizio Fondo Bombole Metano;
- il settore I&C (come già da tempo conseguito dai settori della chimica e raffinazione) ha confermato tutte le Certificazioni ISO 14001 ottenute nei periodi precedenti e ha acquisito quella della sede colombiana della società operativa Petrex.

Nel 2012 Eni ha conseguito 3 nuove certificazioni dei sistemi di gestione dell'energia secondo la Norma ISO 50001 (Raffinerie di Livorno, Sannazaro e Taranto) che si aggiungono a quelle già conseguite in precedenza (Raffineria di Venezia, Stabilimento di Szazhalombatta nel settore della chimica e sedi di Eni Corporate).

Cambiamento climatico

		2010	2011	2012
Emissioni dirette di GHG	(ton CO ₂ eq)	58.259.157	49.121.224	52.493.340
- di cui CO ₂ da combustione e da processo	(ton)	37.948.625	35.319.845	36.365.220
- di cui CO ₂ equivalente da flaring	(ton CO ₂ eq)	13.834.988	9.553.894	9.461.518
- di cui CO ₂ equivalente da metano incombusto e da emissioni fugitive		4.135.523	3.214.469	4.470.307
- di cui CO ₂ equivalente da venting		2.340.021	1.033.017	2.196.295
Emissioni di CO ₂ da impianti Eni soggetti all'EU ETS		25.168.852	23.615.602	22.106.175
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS		25.970.870	25.373.975	24.978.257
Impianti Eni soggetti all'EU ETS	(numero)	39	39	39
Emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società (Scope 2)	(ton CO ₂ eq)	1.039.049	1.190.860	834.197
Emissioni indirette di CO ₂ da vendite di prodotti ed attività appaltate a terzi (Scope 3) ^(a)	(mln ton CO ₂ eq)	304,346	299,921	288,515
Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton CO ₂ eq/tep)	0,235	0,206	0,225
Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	407,456	409,656	399,204
Emissioni di CO ₂ eq/uEDC (R&M)	(ton CO ₂ eq/kbbl/SD)	1,284	1,229	1,141
Volume di gas inviato a flaring	(MSm ³)	6,226	4,433	4,506
Volume di gas inviato a venting		30,69	26,32	25,92

(a) Il dato include le emissioni di CO₂ da vendite di prodotti petroliferi e gas naturale e da attività di drilling appaltate a terzi da parte del settore E&P.

Per quanto riguarda le emissioni di gas serra, bisogna considerare che le unità di produzione in Libia influiscono in maniera complessiva sulle performance complessive del settore Exploration & Production e quindi di Eni. In ragione della limitata produzione in Libia del 2011, determinata dalla situazione politica del Paese, è più rappresentativo il confronto fra gli anni 2012 e 2010, nei quali la produzione nel Paese considerato è simile (scostamento di circa il 15%). Da questo confronto risultano evidenti i progressi sulla performance GHG ottenuti con i progetti di flaring down negli altri Paesi di presenza. In particolare nel periodo 2010-12 si evidenzia una riduzione del 28% del gas inviato a flaring che ha permesso di raggiungere un -51% rispetto ai volumi bruciati nel 2007 grazie al completamento di alcuni progetti di flaring down. Il volume di gas inviato a flaring registra infatti riduzioni consistenti in Congo (-21%), dove è in corso il progetto di flaring down "M'Boundi Gas Development" e in Nigeria (-11%), dove sono in corso i progetti "Ogbainbiri Flowstation Upgrading" e "Idu Phase 2 Works Completion & Flaring Down". Ulteriori iniziative importanti di flaring down

sono in corso in Algeria e Libia. Le emissioni di CO₂eq da venting del 2012 ritornano ai volumi del 2010 in quanto determinate essenzialmente dal contributo libico del campo di Mellitah Complex, ricco di CO₂ associata.

Allo stesso modo la riduzione complessiva delle emissioni di GHG rispetto al 2010 è del 4,9% su base annua ed è evidenziata dal buon andamento di tutti gli indici di emissione per unità di prodotto. Nelle attività downstream si registra in particolare un generale calo delle emissioni di GHG, determinato non solo da livelli produttivi inferiori, ma anche dall'attuazione di specifiche strategie di riduzione delle emissioni di gas serra e da interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, come dimostrato dal miglioramento degli indici di emissione di settore per la generazione elettrica e la raffinazione.

In Europa, nell'ambito Emissions Trading Scheme (ETS), nel 2012 le emissioni consolidate Eni di gas serra sono inferiori del 6,4% rispetto al 2011, ma solo alcuni settori hanno registrato un andamento decrescente:

- in G&P le emissioni, che pesano il 52% del totale, a fronte di un calo generalizzato nella maggior parte delle centrali, sono aumentate complessivamente dello 0,7% in conseguenza dell'entrata a regime della centrale di Ferrara;
- in R&M le emissioni, che pesano il 27% sul totale, si sono ridotte del 16,5% in conseguenza di una generale riduzione delle lavorazioni effettuate (-13%) e della sospensione di parte delle attività nella raffineria di Gela;
- in Versalis le emissioni, che pesano per il 16% sul totale, sono diminuite del 10,3% principalmente in seguito alla fermata di alcuni impianti per la riconversione industriale del sito di Porto Torres.

Le emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società calano di oltre il 30%. L'andamento è principalmente riconducibile ai settori G&P (la centrale EniPower di Ferrara ha ridotto gli acquisti di energia elettrica da terzi) e I&C (sono diminuiti i consumi di energia elettrica dal Qatar).

Efficienza energetica

		2010	2011	2012
Energia elettrica prodotta per tipologia di fonte (EniPower)	(TWh)	25,75	25,40	26,01
- di cui da gas naturale		23,33	23,52	24,44
- di cui da prodotti petroliferi		2,42	1,88	1,57
Energia impiegata/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,855	1,958	2,049
Energia venduta ad altre società per tipologia	(tep)	9.188.199	9.199.387	8.716.482
- energia elettrica		8.961.938	9.020.515	8.565.069
- fonti primarie		52.523	26.622	27.355
- vapore		172.136	152.250	124.058
- idrogeno		1.602	0	0
Consumo lordo di energia		18.617.034	18.498.490	18.708.182
Consumo netto di energia		9.428.835	9.299.103	9.991.700
Consumo netto di fonti primarie		15.092.072	14.304.869	14.632.660
- gas naturale		9.740.028	9.202.030	10.126.614
- prodotti petroliferi		5.126.536	4.896.890	4.289.943
- altri combustibili		225.508	205.949	216.103
Energia primaria acquistata da altre società per tipologia	(GJ)	214.317.476	239.084.683	228.648.093
- energia elettrica		141.479.934	170.157.405	160.384.392
- fonti primarie		66.734.377	63.506.165	63.387.463
- vapore		6.046.928	5.362.328	4.822.549
- calore diretto di processo		56.237	58.785	53.507
Spese e investimenti efficienza energetica e cambiamento climatico ^(a)	(€ migliaia)	196.040	120.212	72.042
- di cui spese correnti		497	1.175	822
- di cui investimenti		195.543	119.037	71.220

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Le iniziative per il miglioramento dell'efficienza energetica includono, oltre ai tradizionali investimenti, anche interventi di natura gestionale quali l'adozione e la certificazione di Sistemi Gestione Energia (SGE).

Nel settore G&P è proseguita l'attività per la realizzazione di interventi di efficienza presso i clienti finali e la loro valorizzazione attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi, mentre EniPower ha continuato il programma di investimento nelle energie rinnovabili, attraverso la realizzazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica e lo sviluppo del progetto di una centrale a biomassa a Porto Torres.

Nei settori della raffinazione e della chimica sono proseguiti nel 2012 i programmi di energy saving. Gli interventi di efficienza energetica divenuti operativi nel 2012 sono in grado di determinare risparmi a regime per circa 100 ktep/a; a questi si aggiunge un risparmio di fonti primarie di circa 25 ktep/a a regime derivante dall'ottimizzazione dell'autoproduzione elettrica presso il sito petrolchimico di Porto Torres. I progetti di energy saving realizzati nel triennio 2010-2012 consentono a regime un risparmio di 218 ktep/a per un controvalore stimabile in oltre €100 milioni.

Emissioni in atmosfera

		2010	2011	2012
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(ton NO ₂ eq)	106.040	97.114	115.571
Emissioni di NO _x /produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton NO ₂ eq/ktep)	0,483	0,486	0,571
Emissioni di NO _x /kWh _{eq} (EniPower)	(g NO ₂ eq/kWh _{eq})	0,195	0,165	0,155
Emissioni di NO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati (Raffinerie R&M)	(ton NO ₂ eq/kton)	0,29	0,27	0,26
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(ton SO ₂ eq)	50.085	37.943	30.137
Emissioni di SO _x /produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton SO ₂ eq/ktep)	0,099	0,055	0,044
Emissioni di SO _x /kWh _{eq} (EniPower)	(g SO ₂ eq/kWh _{eq})	0,050	0,037	0,027
Emissioni di SO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati (Raffinerie R&M)	(ton SO ₂ eq/kton)	1,03	0,91	0,77
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	68.490	46.228	48.702
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		3.783	3.297	3.548
Spese e investimenti protezione aria ^(a)	(€ migliaia)	71.715	46.736	56.882
- di cui spese correnti		19.680	16.608	15.795
- di cui investimenti		52.035	30.128	41.087

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

L'andamento delle emissioni di NO_x è determinato dalle attività di combustione e dal fuel mix utilizzato. I settori della raffinazione e della generazione elettrica registrano indici di emissione in calo mentre il settore E&P registra un aumento a seguito del maggior consumo di fuel gas in Nigeria, Kazakistan e Congo. Questo aumento, sommato alla performance del settore Ingegneria & Costruzioni (avvio di nuovi progetti onshore tra cui il "Jeddah Airport Project", l'"Etihad Railway Project" e il "Shah Gas Development Project") determina un aumento delle emissioni di NO_x del 19% rispetto al 2011. Mentre la performance dei settori I&C ed E&P è determinata sovente da condizioni temporanee o legate alla coltivazione del giacimento, la generale riduzione degli indici di emissione dei restanti settori testimonia il miglioramento delle tecnologie e dei combustibili impiegati. Nel settore G&P, con la messa a regime di un nuovo sistema catalitico di CO, si prevede di ridurre le emissioni di NO_x di circa 11 t/anno. Nel settore raffinazione sono in corso progetti di riduzione delle emissioni di NO_x presso la Raffineria di Sannazzaro dove si prevede un beneficio a regime di mancata emissione di NO_x di circa 110 t/a.

Le emissioni totali di SO_x registrano un calo del 20,6% rispetto al 2011. L'andamento è determinato principalmente dai settori raffinazione, della chimica ed E&P.

Nel settore raffinazione, che contribuisce per circa il 56% al dato consolidato Eni, la variazione (-26,4% rispetto al 2011, pari a circa 6.000 ton SO₂eq) è da attribuire sia alle minori lavorazioni nelle raffinerie, sia alla variazione del mix combustibili (maggiore utilizzo di gas naturale nelle raffinerie e conseguente minor utilizzo di olio combustibile e di coke), nonché ad interventi di risparmio energetico. Progetti di riduzione delle emissioni di SO_x sono in corso presso le Raffinerie di Gela e di Sannazzaro; per quest'ultima il beneficio atteso a regime di mancata emissione di SO_x è di circa 740 t/a. Il calo di circa l'11% rispetto all'esercizio 2011 del settore E&P è riconducibile essenzialmente alla ripresa non a completo regime delle attività libiche. Nel settore della chimica si è concluso, in tutti i siti Versalis, l'attività di censimento e di primo monitoraggio delle emissioni fuggitive di composti organici volatili (VOC).

Le bonifiche e la tutela del paesaggio

		2010	2011	2012
Rifiuti da attività di bonifica da smaltire o recuperare/riciclare	(ton)	11.020.439	13.869.509	16.294.882
- di cui pericolosi		3.032.213	5.416.581	9.170.637
- di cui non pericolosi		7.988.226	8.452.928	7.124.245
Spese e investimenti bonifiche suolo e falda ^(a)	(€ migliaia)	296.655	336.525	197.468
- di cui spese correnti		257.749	271.582	182.112
- di cui investimenti		38.906	64.943	15.356

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Le attività di bonifica in Italia sono realizzate principalmente attraverso Syndial, società dedicata alla bonifica dei siti contaminati dismessi (47% delle spese nel 2012), seguita da R&M (32%) e dal comparto della chimica con il 12%.

La spesa complessiva per le bonifiche (circa €200 milioni) quest'anno è nettamente diminuita rispetto ai due anni precedenti (intorno a €300 milioni); la flessione è ascrivibile ai ritardi nella concessione di alcune autorizzazioni preliminari da parte della Pubblica Amministrazione che ha impattato sostanzialmente sulle attività di Syndial, mentre la raffinazione e la chimica hanno conservato i propri livelli di spesa.

Ne consegue che anche nel 2012 il processo di risanamento ambientale si è concretizzato nella maintenance, per Syndial, Versalis ed R&M, dei risanamenti in corso nei maggiori siti italiani (Gela, Priolo, Assemini, Porto Marghera, ecc.) senza un decisivo apporto dei nuovi progetti approvati. Le attività di maintenance, soprattutto delle barriere idrauliche, hanno portato alla produzione di circa 10,1 milioni di tonnellate di rifiuti, evidenziando una lieve controtendenza rispetto al trend in leggero aumento degli anni precedenti.

È concluso in Syndial il progetto Green Remediation, con l'implementazione del software "Sustainable Assessment Framework" nel contesto strategico di Porto Torres, al fine di rendere compatibili le scelte operative con il quadro di riferimento ambientale, sociale ed economico complesso.

Lo strumento sarà utilizzato in futuro per favorire l'implementazione della sostenibilità nel management dei siti contaminati.

Anche nel settore R&M è proseguito il percorso di sostenibilità con progettazione, installazione ed esecuzione di tecnologie a basso impatto quali "Ground Water Circulation Well", "Thermopile" applicati in alcuni Punti Vendita (Voghera) e il processo COR (autorizzato presso il deposito di Petra-Ravenna) che potenzia la degradazione delle sostanze organiche.

L'attenzione Eni alla bonifica sostenibile si è consolidata assumendo parte attiva all'interno del progetto Sustainable Remediation Forum (SuRF) Italy sulla scorta delle esperienze internazionali di SuRF UK e US.

Le attività di bonifica all'estero sono condotte principalmente dalla Divisione E&P; in particolare in Nigeria è proseguita l'attività di caratterizzazione e bonifica dei siti contaminati da oil spill e contestualmente è stato progettato un test pilota di applicazione della thermal desorption nell'area di Ob-Ob come approccio alternativo alla metodologia di bonifica RENA (Remediation by Enhanced Natural Attenuation).

Sono anche stati avviati in E&P progetti di ricerca orientati alla prevenzione dei rischi dovuti sia agli sversamenti di olio ("oil spill") sia all'intrusione in aree operative e sono relativi al "Monitoraggio Remoto" delle pipeline e all'"Anti-intrusion innovative technologies deployment".

Tutela delle risorse idriche

		2010	2011	2012
Prelievi idrici totali	(Mm ³)	2.786,78	2.577,22	2.357,56
- di cui acqua di mare		2.580,28	2.375,82	2.142,82
- di cui acqua dolce		182,96	186,85	190,15
- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		23,54	14,55	24,59
Prelievi idrici/kWheq prodotti (EniPower)	(m ³ /kWheq)	0,0127	0,0138	0,0119
Prelievi idrici/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(m ³ /ton)	28,36	30,98	25,33
Totale acqua di produzione e/o di processo estratta	(Mm ³)	61,15	58,16	61,17 ^(a)
- di cui re-iniettata		27,11	25,18	20,82
- di cui scaricata in corpo idrico superficiale e di mare		31,12	30,47	26,94
- di cui inviata a bacini di evaporazione		2,920	2,510	3,970
Concentrazione di olio nelle acque di produzione	(mg/l)	13,06	13,50	9,61
Totale acqua riciclata e/o riutilizzata	(Mm ³)	544,63	521,76	521,46
Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	74,9	73,6	73,3
Acqua dolce scaricata	(Mm ³)	130,54	131,60	133,58
Acqua di mare scaricata		1.476,15	1.866,96	1.931,74
Spese e investimenti risorse e scarichi idrici ^(b)	(€ migliaia)	83.903	76.298	83.415
- di cui spese correnti		56.382	46.167	39.808
- di cui investimenti		27.520	30.131	43.607

(a) Per l'anno 2012 il valore include il contributo dell'acqua di produzione iniettata in pozzi profondi a scopo disposal pari a 9,43 Mm³.

(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Nel 2012 si è registrata una riduzione dei prelievi idrici totali rispetto al 2011 dell'8,5%. L'acqua dolce prelevata, che rappresenta solo l'8% del totale delle risorse idriche utilizzate, e la percentuale di riutilizzo sono rimaste sostanzialmente stabili. Nel quadriennio si prevede una riduzione di circa 22 milioni di metri cubi grazie a progetti di riduzione dei prelievi nei settori della raffinazione e della chimica.

Nel settore E&P, sono proseguiti i progetti di water injection con l'obiettivo di raggiungere nel 2016 il 65% delle acque di formazione re-iniettate; nel 2012 il valore misurato (49%) è in aumento rispetto al 2011 (+14,2%) e in linea con l'obiettivo prefissato al 2016 (65%). La concentrazione di olio nelle acque di produzione, scaricate in ambiente superficiale e in calo rispetto al 2011 (-28,8%) e si mantiene notevolmente al di sotto dei limiti (9,6 mg/l).

Nel settore raffinazione si registrano consistenti cali sia per i prelievi di acqua di mare (-28,2%) sia per quelli di acqua dolce (-24,4%). Per le acque dolci la significativa riduzione è riconducibile all'entrata a regime o all'avvio di nuove unità di water reuse presso le raffinerie (rispettivamente Sannazzaro e Livorno).

Oil spill

		2010	2011	2012
Numero totale di oil spill ^(a)	(numero)	330	418	771
Volume totale di oil spill ^(a)	(barili)	22.964	14.952	12.472
- da atti di sabotaggio e terrorismo		18.695	7.657	8.616
- da incidenti		4.269	7.295	3.856
Volume di oil spill da incidente in corpo idrico		408	199	98
Volume di oil spill da incidente su suolo		22.556	14.753	12.375
Spese e investimenti prevenzione spill ^(b)	(€ migliaia)	13.665	40.530	63.771
- di cui spese correnti		5.699	4.252	8.354
- di cui investimenti		7.956	36.278	55.417

(a) Nel 2010 e 2011 per il settore E&P sono considerati esclusivamente gli oil spill superiori ad un barile; a partire dal 2012 il dato include anche gli oil spill inferiori a un barile (pari a 453, corrispondenti a 3.684 barili).

(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

La performance 2012 relativa agli oil spill operativi deve essere considerata alla luce del dato anomalo del 2011, caratterizzato da uno spill del settore I&C di oltre 4.000 barili avvenuto in Algeria; al di là di questo evento la performance di questo settore è generalmente irrilevante rispetto a quella del settore E&P, che, pur rilevando un aumento dei volumi sversati (+5,6%), registra un miglioramento dell'indice relativo ai volumi sversati per milioni di boe prodotti (-4,4% rispetto al 2011). Nel quadriennio si prevede un ulteriore miglioramento della performance (dall'attuale 3,3 a 2,4 boe/Mboe prodotte) grazie ad interventi preventivi: la spesa complessiva per la prevenzione degli spill è aumentata nel 2012 superando €60 milioni.

I volumi sversati a seguito di atti di sabotaggio (riconducibili per oltre il 97% alle attività in Nigeria del settore E&P) sono in aumento (+12,5%).

Rifiuti da attività produttive

		2010	2011	2012
Rifiuti da attività produttive	(ton)	1.400.488	1.309.135	1.378.351
- di cui da attività di perforazione		496.508	388.539	342.026
Rifiuti da attività produttive pericolosi		489.108	476.552	365.668
Rifiuti da attività produttive non pericolosi		911.380	832.582	1.012.683
Rifiuti da attività produttive da smaltire o recuperare/riciclare ^(a)		1.898.707	1.828.441	1.991.485
- di cui pericolosi		945.723	958.873	924.871
- di cui non pericolosi		952.985	869.568	1.066.614
Rifiuti da attività produttive recuperati e/o riciclati		249.090	232.884	315.880
- di cui pericolosi		95.100	73.174	67.203
- di cui non pericolosi		153.990	159.710	248.677
Rifiuti da attività produttive smaltiti		1.126.611	982.423	1.038.709
- di cui pericolosi		367.799	326.495	278.812
- di cui non pericolosi		758.812	655.927	759.897
Rifiuti da attività di perforazione/metri perforati	(ton/m)	0,623	0,340	0,512
Spese e investimenti gestione rifiuti ^(b)	(€ migliaia)	106.419	96.263	92.113
- di cui spese correnti		102.703	83.403	91.341
- di cui investimenti		3.716	12.860	772

(a) Include le giacenze degli anni precedenti.

(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

I rifiuti da attività produttive prodotti nel 2012 (circa 1,38 milioni di tonnellate) sono in aumento del 5,3% rispetto all'anno precedente, essenzialmente per i contributi dei settori E&P (+ 5% pari a oltre 40.000 tonnellate) ed I&C (+29% pari a oltre 57.000 tonnellate), poiché tutti gli altri settori registrano una riduzione.

Complessivamente i rifiuti non pericolosi aumentano del 21,6%, quelli pericolosi diminuiscono del 23,3%.

I volumi avviati a recupero nel 2012 sono in aumento del 35,6% rispetto al 2011; l'andamento consolida una lieve riduzione per i rifiuti pericolosi (-8,2%) mentre per i non pericolosi si osserva un considerevole aumento (+55,7%).

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

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2012.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2012:
 - 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 sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

14 marzo 2013

/firma/ Paolo Scaroni

Paolo Scaroni

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma
Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 3247504
www.ey.com

Relazione della società di revisione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2012. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e, ad esclusione di quelli riferiti allo stato patrimoniale, i dati riferiti all'esercizio 2010. Come illustrato nelle note esplicative, per effetto dell'intervenuta cessione del controllo del Gruppo SNAM, gli amministratori, in applicazione delle disposizioni contenute nell'IFRS 5 - "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente e all'esercizio 2010, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione, rispettivamente, in data 4 aprile 2012 e 30 marzo 2011. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2012.
3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2012 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2012.

Roma, 8 aprile 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

Independent Assurance Report



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma
Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 32475504
www.ey.com

Relazione della società di revisione sulla revisione limitata del "Consolidato di Sostenibilità 2012" del Gruppo Eni

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione limitata del "Consolidato di Sostenibilità 2012" (di seguito "Consolidato di Sostenibilità" o "Documento") incluso nella relazione finanziaria annuale 2012 della Eni S.p.A. e controllate (di seguito "Gruppo Eni"). La responsabilità della redazione del Consolidato di Sostenibilità in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines & Oil and Gas Sector Supplement - versione 3.1" definite nel 2012 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, indicate nel paragrafo "Criteri di Redazione", compete agli amministratori della Eni S.p.A., così come la definizione degli obiettivi del Gruppo in relazione alla performance di sostenibilità e alla rendicontazione dei risultati conseguiti. Compete altresì agli amministratori della Eni S.p.A. l'identificazione degli *stakeholder* e degli aspetti significativi da rendicontare, così come l'adozione e il mantenimento di adeguati processi di gestione e di controllo interno relativi ai dati e alle informazioni presentati nel Consolidato di Sostenibilità. È nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base al lavoro svolto.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione limitata indicati nel principio "International Standard on Assurance Engagements 3000 - Assurance Engagements other than Audits or Reviews of Historical Financial Information" ("ISAE 3000"), emanato dall'International Auditing and Assurance Standards Board. Tale principio richiede il rispetto dei principi etici applicabili ("Code of Ethics for Professional Accountants" dell'International Federation of Accountants - I.F.A.C.), compresi quelli in materia di indipendenza, nonché la pianificazione e lo svolgimento del nostro lavoro al fine di acquisire una limitata sicurezza, inferiore rispetto ad una revisione completa, che il Consolidato di Sostenibilità non contenga errori significativi. Un incarico di revisione limitata consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nel Documento, analisi del Documento ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze probative ritenute utili. Le procedure effettuate sono riepilogate di seguito:
 - a. comparazione tra le informazioni e i dati di carattere economico-finanziario riportati nel Consolidato di Sostenibilità e i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2012, sul quale abbiamo emesso la nostra relazione di revisione in data 8 aprile 2013, ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010;
 - b. analisi delle modalità di funzionamento dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione dei dati quantitativi inclusi nel Consolidato di Sostenibilità. In particolare:

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 I.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



- interviste e discussioni con il personale della Corporate e delle Divisioni di Eni S.p.A., di Versalis S.p.A., EniPower Mantova S.p.A., Agip Karachaganak BV e della collegata Karachaganak Petroleum Operating BV al fine di raccogliere informazioni circa il sistema informativo, contabile e di reporting in essere per la predisposizione del Documento, nonché circa i processi e le procedure di controllo interno che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni alla funzione responsabile della predisposizione del Consolidato di Sostenibilità;
 - verifiche in sito presso la raffineria di Venezia (Settore Refining & Marketing), lo stabilimento di Ferrara di Versalis S.p.A. (Settore Chimica), la centrale termoelettrica di Mantova di EniPower Mantova S.p.A. (Settore Gas & Power) ed il sito produttivo di Karachaganak della collegata Karachaganak Petroleum Operating BV (Settore Exploration & Production);
 - analisi a campione della documentazione di supporto alla predisposizione del Consolidato di Sostenibilità, al fine di ottenere evidenza dei processi in atto, della loro adeguatezza e del funzionamento del sistema di controllo interno per il corretto trattamento dei dati e delle informazioni in relazione agli obiettivi descritti nel consolidato di sostenibilità;
- c. analisi della conformità delle informazioni qualitative riportate nel Consolidato di Sostenibilità alle linee guida identificate nel paragrafo 1. della presente relazione e della loro coerenza interna, con particolare riferimento alla strategia, alle politiche di sostenibilità e all'identificazione degli aspetti significativi per ciascuna categoria di stakeholder;
- d. analisi del processo di coinvolgimento degli stakeholder, con riferimento alle modalità utilizzate e alla completezza dei soggetti coinvolti, mediante l'analisi dei verbali riassuntivi o dell'eventuale altra documentazione esistente circa gli aspetti salienti emersi dal confronto con gli stessi;
- e. ottenimento della lettera di attestazione, sottoscritta dal legale rappresentante della Eni S.p.A., sulla conformità del Consolidato di Sostenibilità alle linee guida identificate nel paragrafo 1., nonché sull'attendibilità e completezza delle informazioni e dei dati in esso contenuti.

La revisione limitata ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella di una revisione completa svolta secondo l'ISAE 3000 e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione completa.

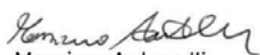
Gli Amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione limitata, sui quali avevamo emesso la nostra relazione in data 4 aprile 2012. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione.



3. Sulla base di quanto svolto non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il Consolidato di Sostenibilità non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines & Oil and Gas Sector Supplement - versione 3.1" definite nel 2012 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, come descritto nel paragrafo "Criteri di Redazione".

Roma, 8 aprile 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

Bilancio di Esercizio 2012



Stato patrimoniale

[€]	Note	31.12.2011		31.12.2011 Riesposto ^(a)		31.12.2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	353.930.969	55.342.526	355.885.877	55.342.526	6.399.916.254	19.305.267
Crediti commerciali e altri crediti:	(8)	19.862.341.086	12.056.301.564	19.909.682.130	11.898.933.845	22.907.368.151	13.922.225.997
- crediti finanziari		8.427.448.329		8.353.589.634		9.435.807.851	
- crediti commerciali e altri crediti		11.434.892.757		11.556.092.496		13.471.560.300	
Rimanenze	(9)	2.323.765.465		2.323.765.465		2.447.948.727	
Attività per imposte sul reddito correnti	(10)	316.089.970		316.187.237		314.108.872	
Attività per altre imposte correnti	(11)	412.872.930		434.961.117		367.551.124	
Altre attività correnti	(12)	1.395.541.238	888.752.384	1.395.541.654	888.752.384	658.854.820	349.868.658
		24.664.541.658		24.736.023.480		33.095.747.948	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(13)	6.401.887.766		6.403.163.248		6.926.505.878	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(14)	2.440.767.108		2.440.767.108		2.663.844.670	
Attività immateriali	(15)	1.037.352.687		1.095.284.455		1.155.488.351	
Partecipazioni	(16)	31.771.877.604		31.684.837.228		32.024.348.077	
Altre attività finanziarie	(17)	10.411.495.041	10.364.619.789	10.411.495.041	10.364.619.789	2.784.388.004	2.736.673.751
Attività per imposte anticipate	(18)	2.315.712.744		2.320.486.370		1.822.635.266	
Altre attività non correnti	(19)	2.977.301.637	520.738.202	2.977.301.637	520.738.202	3.094.788.693	225.116.851
		57.356.394.587		57.333.335.087		50.471.998.939	
Attività destinate alla vendita	(20)	410.236		410.236		15.595.336	
TOTALE ATTIVITÀ		82.021.346.481		82.069.768.803		83.583.342.223	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(21)	5.873.851.267	5.135.097.080	5.838.068.482	5.099.130.046	4.749.968.134	4.717.923.052
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(22)	2.024.049.760	119.714.421	2.024.049.760	119.714.421	2.704.598.113	975.783
Debiti commerciali e altri debiti	(23)	9.844.012.874	4.902.147.504	9.891.874.366	4.902.337.027	9.675.200.154	4.428.457.936
Passività per imposte sul reddito correnti	(24)					81.367.853	
Passività per altre imposte correnti	(25)	1.213.475.452		1.235.911.098		1.514.539.973	
Altre passività correnti	(26)	1.320.529.187	566.845.082	1.320.528.771	566.844.666	889.113.953	508.484.294
		20.275.918.540		20.310.432.477		19.614.788.180	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(27)	21.016.407.834	296.839.898	21.016.407.834	296.839.898	16.833.824.422	296.726.257
Fondi per rischi e oneri	(28)	2.776.387.046		2.784.192.942		4.092.543.996	
Fondi per benefici ai dipendenti	(29)	285.287.105		287.329.398		277.260.744	
Altre passività non correnti	(30)	2.412.346.528	744.962.565	2.412.346.528	744.962.565	2.187.034.685	720.309.652
		26.490.428.513		26.500.276.702		23.390.663.847	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(31)					567.570	
TOTALE PASSIVITÀ		46.766.347.053		46.810.709.179		43.006.019.597	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		34.714.422.782		34.719.111.712		28.691.795.017	
Acconto sul dividendo		[1.883.806.102]		[1.883.806.102]		[1.956.310.403]	
Azioni proprie		[6.752.765.254]		[6.752.765.254]		[200.981.512]	
Utile netto dell'esercizio		4.212.687.003		4.212.058.269		9.078.358.525	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		35.254.999.428		35.259.059.624		40.577.322.626	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	(32)	82.021.346.481		82.069.768.803		83.583.342.223	

(a) Gli Orientamenti Preliminari Assirevi [OPI 2] prevedono che i valori economici e patrimoniali della società incorporata siano presentati assieme a quelli della società incorporante già a partire dall'esercizio precedente la fusione. L'OPI 2 indica in particolare che i valori relativi all'esercizio precedente devono essere oggetto di riesposizione nel bilancio dell'esercizio post-fusione e presentati all'interno di una "terza colonna" esclusivamente ai fini comparativi. In sostanza, viene richiesto di inserire nei prospetti di bilancio dell'incorporante, relativi all'esercizio in cui ha efficacia reale la fusione, una terza colonna che contenga la riesposizione dei dati contabili relativi all'esercizio precedente tali da consentire un raffronto con i dati del primo bilancio post-fusione.

Conto economico

(€)	Note	2011		2011 Riesposto ^(a)		2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[34]						
Ricavi della gestione caratteristica		45.491.611.994	14.324.393.361	45.603.466.570	14.068.134.479	51.196.812.670	17.224.263.251
Altri ricavi e proventi		278.163.886	59.193.143	282.913.560	59.193.143	266.789.126	43.472.294
Totale ricavi		45.769.775.880		45.886.380.130		51.463.601.796	
COSTI OPERATIVI	[35]						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(43.845.162.297)	(28.030.306.568)	(43.950.970.957)	(28.030.947.472)	(50.282.612.310)	(29.495.002.359)
Costo lavoro		(1.056.465.059)		(1.065.055.347)		(935.612.169)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		114.871.825	201.773.457	114.871.825	201.773.457	(173.132.958)	(160.466.035)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		(1.277.515.958)		(1.278.187.762)		(1.125.890.464)	
UTILE OPERATIVO		(294.495.609)		(292.962.111)		(1.053.646.105)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[36]						
Proventi finanziari		3.783.557.135	483.058.448	3.784.657.611	482.048.979	3.539.199.880	402.885.809
Oneri finanziari		(4.247.161.735)	(63.958.235)	(4.247.479.730)	(63.842.586)	(4.009.964.609)	(58.209.162)
Strumenti derivati		207.944.389	471.876.401	207.944.389	471.876.401	(240.476.514)	(221.248.577)
		(255.660.211)		(254.877.730)		(711.241.243)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[37]	4.338.585.151	(11.356.576)	4.337.926.647	(11.356.576)	8.666.357.397	3.409.799.175
UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations		3.788.429.331		3.790.086.806		6.901.470.049	
Imposte sul reddito	[38]	(17.455.050)		(19.741.259)		(693.631.587)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - CONTINUING OPERATIONS		3.770.974.281		3.770.345.547		6.207.838.462	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - DISCONTINUED OPERATIONS	[39]	441.712.722		441.712.722		2.870.520.063	1.398.926.210
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		4.212.687.003		4.212.058.269		9.078.358.525	

(a) Gli Orientamenti Preliminari Assirevi (OPI 2) prevedono che i valori economici e patrimoniali della società incorporata siano presentati assieme a quelli della società incorporante già a partire dall'esercizio precedente la fusione. L'OPI 2 indica in particolare che i valori relativi all'esercizio precedente devono essere oggetto di riesposizione nel bilancio dell'esercizio post-fusione e presentati all'interno di una "terza colonna" esclusivamente ai fini comparativi. In sostanza, viene richiesto di inserire nei prospetti di bilancio dell'incorporante, relativi all'esercizio in cui ha efficacia reale la fusione, una terza colonna che contenga la riesposizione dei dati contabili relativi all'esercizio precedente tali da consentire un raffronto con i dati del primo bilancio post-fusione.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2011	2011 Riesposto	2012
Utile netto dell'esercizio		4.213	4.212	9.078
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	23	23	(80)
Variazione fair value partecipazioni disponibili per la vendita	(32)			141
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(32)	(10)	(10)	27
Totale altre componenti dell'utile complessivo		13	13	88
Totale utile complessivo dell'esercizio		4.226	4.225	9.166

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto¹

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2010	4.005	10.391	959	(6.756)	6.756	24		14.977	(1.811)	6.179	34.724
Utile netto dell'esercizio										4.213	4.213
Altre componenti dell'utile complessivo:											
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						13					13
						13					13
Operazioni con gli azionisti:											
Acconto sul dividendo 2011 (€0,52 per azione)									(1.884)		(1.884)
Attribuzione del dividendo residuo 2010 (€0,50 per azione)									1.811	(3.622)	(1.811)
Destinazione utile residuo 2010								2.557		(2.557)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		2		3	(3)			1			3
		2		3	(3)			2.558	(73)	(6.179)	(3.692)
Altri movimenti di patrimonio netto:											
Operazioni straordinarie under common control								2			2
Diritti decaduti stock option								(7)			(7)
Costo di competenza stock option assegnate								2			2
								(3)			(3)
Saldi al 31 dicembre 2011	4.005	10.393	959	(6.753)	6.753	37		17.532	(1.884)	4.213	35.255
Utile netto dell'esercizio										9.078	9.078
Altre componenti dell'utile complessivo:											
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(50)					(50)
Variazione fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							138				138
						(50)	138				88
Operazioni con gli azionisti:											
Acconto sul dividendo 2012 (€0,54 per azione)									(1.956)		(1.956)
Attribuzione del dividendo residuo 2011 (€0,52 per azione)									1.884	(3.768)	(1.884)
Destinazione utile residuo 2011								445		(445)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti				1	(1)			1			1
				1	(1)			446	(72)	(4.213)	(3.839)
Altri movimenti di patrimonio netto:											
Diritti decaduti stock option								(7)			(7)
Annullamento azioni proprie				6.551	(6.551)						
Ricostituzione riserva azioni proprie		(403)			6.000			(5.597)			
Operazioni straordinarie under common control								(2)			(2)
Avanzo (Disavanzo) di fusione								4			4
		(403)		6.551	(551)			(5.602)			(5)
Saldi al 31 dicembre 2012	4.005	9.990	959	(201)	6.201	(13)	138	12.376	(1.956)	9.078	40.577

(1) In relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA, non si è proceduto a riesporre il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto 2011 in relazione all'immaterialità degli importi.

Rendiconto finanziario²

(€ milioni)	2011	2012
Utile netto dell'esercizio - continuing operations	3.772	6.207
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
- Ammortamenti	803	847
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	474	279
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	930	1.704
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(53)	(3.920)
Dividendi	(5.238)	(6.446)
Interessi attivi	(431)	(354)
Interessi passivi	771	784
Imposte sul reddito	17	694
Altre variazioni	46	4
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	(902)	(330)
- crediti commerciali	(2.665)	(2.035)
- debiti commerciali	2.470	121
- fondi per rischi e oneri	(12)	522
- altre attività e passività	116	311
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(993)</i>	<i>(1.411)</i>
Variazione fondo benefici per i dipendenti	(21)	(9)
Dividendi incassati	5.238	6.446
Interessi incassati	369	339
Interessi pagati	(747)	(809)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(905)	(129)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	4.032	4.226
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	450	331
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.482	4.557
<i>di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	<i>(13.193)</i>	<i>(11.767)</i>
Investimenti:		
- attività materiali	(1.304)	(1.273)
- attività immateriali	(173)	(186)
- partecipazioni	(1.588)	(3.462)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(691)	(727)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	165	(35)
- acquisto rami d'azienda e fusioni	(23)	(5)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(3.614)</i>	<i>(5.688)</i>
Disinvestimenti:		
- attività materiali	17	13
- attività immateriali		
- partecipazioni	51	8.559
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	811	9.800
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(7)	10
- cessioni rami d'azienda		7
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>872</i>	<i>18.389</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.742)	12.701
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>27</i>	<i>15.890</i>
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	3.862	(3.757)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	29	(1.163)
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	(2.012)	(2.455)
Cessione di azioni proprie	3	1
Dividendi pagati	(3.695)	(3.840)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.813)	(11.214)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	<i>(607)</i>	<i>(1.890)</i>
Effetti delle differenze di cambio e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(73)	6.044
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	427	354
Apporti da fusione		2
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio post-fusione		356
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	354	6.400

[2] In relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA, non si è proceduto a riesporre il rendiconto finanziario 2011 in relazione all'immaterialità degli importi.

Note al bilancio di esercizio

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2012 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà di Eni SpA. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.

Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2013. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in € milioni. Le note di commento riportano i valori al 31 dicembre 2011 e quelli riesposti ove differenti.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione della relazione finanziaria annuale consolidata, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, controllate congiuntamente e collegate, che sono valutate al costo di acquisto. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'asset. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dall'asset e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative del-

la migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Differentemente, le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option, al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico delle variazioni del fair value dell'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario convertibile e oggetto di separata rilevazione.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino³.

I dividendi da società controllate, controllate congiuntamente e collegate, sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

3 Schemi di bilancio⁴

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁵.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

[3] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

[4] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2011, a eccezione: (i) della presentazione dei rapporti economici relativi alla partecipazione in Snam SpA come discontinued operation per effetto della cessione a Cassa Depositi e Prestiti SpA di una quota pari al 30% meno un'azione nel capitale votante di Snam SpA. Gli effetti della presentazione come discontinued operation sono indicati nella nota n. 39; (ii) della riesposizione dei valori economici e patrimoniali dell'esercizio 2011 per effetto dell'applicazione dell'OPI 2 a seguito delle fusioni avvenute nel corso del 2012, come di seguito indicato.

[5] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 33 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

4 Utilizzo di stime contabili

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata.

5 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata⁶.

6 Fusioni per incorporazione

In data 5 aprile 2012 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato il progetto di fusione per incorporazione delle società interamente controllate Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA (di seguito "società incorporate") nell'Eni SpA (di seguito "società incorporante"). Gli atti di fusione sono stati stipulati in data 17 ottobre 2012, con efficacia a decorrere dal 1° novembre 2012. Gli effetti contabili e fiscali delle fusioni hanno avuto decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2012.

Le operazioni di incorporazione di società controllate, non specificatamente regolate dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", sono state rilevate sulla base del principio della continuità dei valori coerentemente alle indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio" (di seguito "OPI 2"). L'applicazione del principio di continuità dei valori non determina l'emersione di maggior valori oggetto di allocazione rispetto a quanto indicato nel bilancio consolidato; gli avanzi/disavanzi derivanti dalle operazioni di fusione sono rilevati a patrimonio netto.

In considerazione della retrodatazione degli effetti della fusione al 1° gennaio 2012, in ottemperanza alle disposizioni dell'OPI 2, è stata predisposta la riesposizione dei dati 2011 come se l'operazione di fusione fosse stata operata a partire dall'inizio dell'esercizio posto a confronto. I dati riesposti dell'esercizio 2011 non sostituiscono i dati dell'esercizio precedente approvati dall'assemblea ma si affiancano a essi per consentire al lettore di operare un confronto omogeneo con i dati dell'esercizio corrente. Di seguito si è provveduto a riconciliare, per ogni società oggetto della fusione, l'avanzo/disavanzo contabile al 1° gennaio 2012 con l'avanzo/disavanzo calcolato a partire dall'inizio dell'esercizio precedente, presentato a fini comparativi rispetto al bilancio al 31 dicembre 2012.

(€ milioni)	Toscana Energia Clienti SpA	Eni Gas & Power Belgium SpA	Eni Hellas SpA	Agosta Srl ^(*)	Totale
Patrimonio netto Italian gaap al 1° gennaio 2012	15	1	191	20	227
Adeguamento per applicazione IFRS	40			(19)	21
Valore partecipazione	59	1	183	1	244
Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2012	(4)	-	8	-	4
Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2011	56	1	191		248
Valore partecipazione 1° gennaio 2011	59	1	183		243
Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2011 OPI 2	(3)	-	8		5
Differenza	(1)	-	-		(1)
Utile 31 dicembre 2011			11		11
Dividendi distribuiti 2011	(1)		(11)		(12)
Altre variazioni di riserve					
Ricostruzione differenza	(1)	-	-		(1)

(*) Agosta Srl è stata costituita il 14 dicembre 2011 e acquistata da Eni SpA il 21 dicembre 2011.

[6] In accordo con le regole di transizione previste dallo IAS 19, le nuove disposizioni saranno applicate con effetto retroattivo a partire dal 1° gennaio 2013 rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012 come se le nuove disposizioni dello IAS 19 fossero sempre state applicate. Alla data del presente bilancio, si stima che l'applicazione delle nuove disposizioni comporti rispettivamente, al lordo e al netto dell'effetto fiscale: [i] una riduzione del patrimonio netto al 1° gennaio 2012 di €12 e €9 milioni; [ii] una riduzione del patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di €56 e €41 milioni, di cui €44 e €32 milioni relativi agli utili e perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo. L'effetto sul conto economico 2012 non è significativo.

Attività correnti

7 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €6.400 milioni (€356 milioni al 31 dicembre 2011 riesposto) con un incremento di €6.044 milioni, relativo essenzialmente alla maggiore liquidità a seguito delle dismissioni in particolare delle partecipazioni nella Snam SpA e nella Galp Energia SGPS SA⁷.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€5.120 milioni) è di 23,5 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,561%; la scadenza media dei depositi in moneta estera (€422 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,301%. Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono un deposito di \$100 milioni (€76 milioni al 31 dicembre 2012) con Société Générale, con a garanzia titoli governativi tedeschi. Il fair value dei titoli a garanzia ammonta a €76 milioni al 31 dicembre 2012.

8 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Crediti commerciali	10.924	11.042	13.097
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	1.814	1.814	371
- non strumentali all'attività operativa	6.613	6.540	9.065
	8.427	8.354	9.436
Altri crediti:			
- attività di disinvestimento	22	22	11
- altri	489	492	363
	511	514	374
	19.862	19.910	22.907

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €562 milioni (€578 milioni al 31 dicembre 2011), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Operazioni straordinarie ^(a)	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2012
Crediti commerciali	563	15	112	(143)	547
Altri crediti diversi e finanziari	15				15
	578	15	112	(143)	562

(a) Le operazioni straordinarie sono relative alla fusione di Toscana Energia Clienti SpA.

I crediti commerciali di €13.097 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti riguardano crediti verso clienti (€8.987 milioni), crediti verso imprese controllate (€3.992 milioni) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€118 milioni). I crediti commerciali sono aumentati di €2.055 milioni in relazione all'incremento dei volumi venduti di gas e alla crescita dei parametri energetici di riferimento per la formulazione dei prezzi di vendita del gas.

Al 31 dicembre 2012 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2013 di €804 milioni, di cui €337 milioni not notification (€251 milioni not notification nell'esercizio 2011 con scadenza 2012). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi alla Divisione Refining & Marketing (€322 milioni) e alla Divisione Gas & Power (€482 milioni). In forza delle disposizioni contrattuali statuite per i contratti not notification, Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor.

(?) Per maggiori informazioni sulle operazioni, si rinvia alla nota n. 16 - Partecipazioni.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2011			31.12.2011 Riesposto			31.12.2012		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	9.479	503	9.982	9.534	506	10.040	11.309	373	11.682
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	750	8	758	750	8	758	1.096	1	1.097
Crediti scaduti e non svalutati:									
- da 0 a 3 mesi	249		249	257		257	472		472
- da 3 a 6 mesi	78		78	85		85	44		44
- da 6 a 12 mesi	168		168	183		183	90		90
- oltre 12 mesi	200		200	233		233	86		86
	695		695	758		758	692		692
	10.924	511	11.435	11.042	514	11.556	13.097	374	13.471

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.157 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁸ di €371 milioni sono diminuiti di €1.443 milioni a seguito del rimborso di crediti ricevuti dal Gruppo Snam. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €9.065 milioni riguardano crediti verso società controllate, in particolare verso Società Ionica Gas SpA (€3.470 milioni), Saipem SpA (€1.288 milioni), Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) (€835 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€692 milioni), Raffineria di Gela SpA (€575 milioni), Eni Finance International SA (€493 milioni). I crediti non strumentali sono aumentati di €2.525 milioni principalmente con Società Ionica Gas SpA (€3.435 milioni) in relazione alla cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA, in parte assorbiti dalla chiusura della quasi totalità dei rapporti intrattenuti con il Gruppo Snam (€2.646 milioni). I crediti non strumentali comprendono il credito vantato verso Cassa Depositi e Prestiti in relazione all'incasso della terza e ultima tranche, comprensiva degli interessi maturati, relativa alla cessione del Gruppo Snam (€883 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €946 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	126	126	106
Acconti per servizi e forniture	122	122	74
Anticipi al personale	28	28	34
Altri crediti	235	238	160
	511	514	374

Gli altri crediti di €160 milioni riguardano principalmente crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (€84 milioni) e per IVA (€32 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

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.

9 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2011				31.12.2012			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	284		120	404	184		52	236
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	67			67	76			76
Lavori in corso su ordinazione		8		8		7		7
Prodotti finiti e merci	1.845			1.845	2.110			2.110
Certificati bianchi							19	19
	2.196	8	120	2.324	2.370	7	71	2.448

[8] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €23 milioni (€2 milioni al 31 dicembre 2011):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Valore al 31.12.2012
Materie prime, sussidiarie e di consumo	2	3	5
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati			
Prodotti finiti e merci		18	18
	2	21	23

Al 31 dicembre 2012 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, principalmente da greggio (€184 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€76 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€1.196 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€914 milioni).

10 Attività per imposte sul reddito correnti

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
IRES	181	236
Addizionale IRES Legge n. 7/2009	80	
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	40	40
IRAP	12	34
Altre	3	4
	316	314

11 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Amministrazione Finanziaria Italiana:			
- Imposte di consumo	105	105	144
- IVA	186	193	160
- Accise	104	119	42
- Altre imposte indirette	18	18	22
	413	435	368

12 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	1.120	482
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	153	29
Altre attività	123	148
	1.396	659

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	638	17.268	235	13.190
Outright	179	3.743	78	4.681
Interest currency swap	17	50	8	44
	834	21.061	321	17.915
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	12	2.617	2	106
	12	2.617	2	106
Contratti su merci				
Future			2	48
Over the counter	274	4.386	157	2.822
	274	4.386	159	2.870
	1.120	28.064	482	20.891

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €482 milioni (€1.120 milioni al 31 dicembre 2011) riguarda gli 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 su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €29 milioni riguarda operazioni di copertura del rischio commodity 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 derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Le altre attività di €148 milioni comprendono essenzialmente i risconti per prestazioni di servizio anticipate e risconti di affitti e canoni (€104 milioni) e i certificati verdi (€43 milioni), acquistati per adempiere alle disposizioni del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999 circa gli obblighi relativi alla produzione e importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili.

Attività non correnti

13 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011										
Terreni	151					(1)	3	153	153	
Fabbricati	184			(10)	(30)		20	164	677	513
Impianti e macchinari	3.867	23		(610)	(384)	(1)	752	3.647	16.659	13.012
Attrezzature industriali e commerciali	26		9	(15)	(2)		8	26	272	246
Altri beni	80		12	(26)	(5)		6	67	521	454
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.853		1.283		(55)		(736)	2.345	2.485	140
	6.161	23	1.304	(661)	(476)	(2)	53	6.402	20.767	14.365
31.12.2011 Riesposto										
Terreni	151	1				(1)	3	154	154	
Fabbricati	184			(10)	(30)		20	164	677	513
Impianti e macchinari	3.867	23		(610)	(384)	(1)	752	3.647	16.659	13.012
Attrezzature industriali e commerciali	26		9	(15)	(2)		8	26	272	246
Altri beni	80		12	(26)	(5)		6	67	521	454
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.853		1.283		(55)		(736)	2.345	2.485	140
	6.161	24	1.304	(661)	(476)	(2)	53	6.403	20.768	14.365
31.12.2012										
Terreni	154					(1)	3	156	156	
Fabbricati	164			(10)	(23)		31	162	714	552
Impianti e macchinari	3.647			(678)	(204)	(1)	1.385	4.149	18.066	13.917
Attrezzature industriali e commerciali	26		7	(14)			6	25	284	259
Altri beni	67		7	(22)	(3)		9	58	540	482
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.345	(1)	1.259		(48)	(21)	(1.157)	2.377	2.498	121
	6.403	(1)	1.273	(724)	(278)	(23)	277	6.927	22.258	15.331

I terreni (€156 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.

I fabbricati (€162 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione. Gli impianti e macchinari (€4.149 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.173 milioni), gli impianti di raffinazione (€825 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€422 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€390 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€25 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€58 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€2.377 milioni) riguardano in particolare: (i) gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria (€1.377 milioni); (ii) le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale (€329 milioni); (iii) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€240 milioni), dei giacimenti dell'offshore adriatico (€169 milioni) e della concessione Villafortuna (€98 milioni).

Gli investimenti di €1.273 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Divisione Refining & Marketing (€718 milioni) in relazione a: (i) attività di raffinazione e logistica (€557 milioni), principalmente per la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro (€358 milioni) e altri interventi di upgrading delle raffinerie; (ii) attività retail in Italia, in particolare per opere di ristrutturazione di stazioni di servizio e obblighi di legge (€149 milioni); (b) la Divisione Exploration & Production (€527 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Antonella, Basil, Barbara, Brenda, Naomi & Pandora e Porto Corsini); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell' offshore adriatico; (iv) la sostituzione del sistema galleggiante di stoccaggio e trasbordo del campo di Rospo; (v) l'esecuzione delle attività di commissioning della nuova FPSO del campo di Aquila.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 3,05% (3,09% al 31 dicembre 2011). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €55 milioni.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per la Divisione Exploration & Production dai campi o pool di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per la Divisione Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione rete ed extrarete, con relative facilities.

Conseguentemente il valore recuperabile delle cash generating unit è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali dell'1,9%, sostanzialmente corrispondente al tasso di inflazione previsto; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per la Divisione Exploration & Production e la Divisione Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post-imposte), nel caso di Eni SpA, solo l'Italia. Per il 2012 i WACC adjusted post-imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono diminuiti in media di 0,4 punti percentuali. Il WACC adjusted 2012 è il 7,6% per la Divisione Refining & Marketing e il 7,2% per la Divisione Exploration & Production. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

I principali asset oggetto di svalutazione sono riferiti alla Divisione Refining & Marketing e, in particolare hanno riguardato: (i) gli impianti di raffinazione penalizzati dalla diminuzione del differenziale prezzi tra greggi leggeri e pesanti (€186 milioni); (ii) la rete convenzionata (€20 milioni); (iii) i nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi, per la quale non si prevedono concrete prospettive di ripresa di valore (€12 milioni); (iv) gli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€10 milioni). Le altre variazioni di €277 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €86 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per €9 milioni, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €3 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Attività materiali lorde:			
- Exploration & Production	9.185	9.185	9.963
- Gas & Power	115	116	117
- Refining & Marketing	11.267	11.267	11.950
- Corporate	200	200	228
	20.767	20.768	22.258
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	6.312	6.312	6.818
- Gas & Power	48	48	53
- Refining & Marketing	7.859	7.859	8.295
- Corporate	146	146	165
	14.365	14.365	15.331
Attività materiali nette:			
- Exploration & Production	2.873	2.873	3.145
- Gas & Power	67	68	64
- Refining & Marketing	3.408	3.408	3.655
- Corporate	54	54	63
	6.402	6.403	6.927

14 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €2.664 milioni (€2.441 milioni al 31 dicembre 2011) includono 4,2 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DPR n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

15 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			60	(60)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)	32	73	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4	2	63	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64		93			(44)	113	113	
- Altre attività immateriali	54			(5)		20	69	171	102
	275		173	(142)	2	10	318	1.616	1.298
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	719						719	796	77
	994		173	(142)	2	10	1.037	2.412	1.375
31.12.2011 Riesposto									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			60	(60)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)	32	73	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4	2	63	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64	1	93			(44)	114	114	
- Altre attività immateriali	54	6		(6)		20	74	182	108
	275	7	173	(143)	2	10	324	1.628	1.304
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	719	52					771	848	77
	994	59	173	(143)	2	10	1.095	2.476	1.381
31.12.2012									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			46	(46)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	73		18	(38)	(1)	37	89	828	739
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	63			(29)		5	39	382	343
- Immobilizzazioni in corso e acconti	114		122			(47)	189	189	
- Altre attività immateriali	74			(10)		3	67	185	118
	324		186	(123)	(1)	(2)	384	1.722	1.338
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	771						771	848	77
	1.095		186	(123)	(1)	(2)	1.155	2.570	1.415

I costi per attività mineraria comprendono i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€31 milioni), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €89 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto del aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €39 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione Val d'Agri (€20 milioni), alla concessione giacimento di Bonaccia (€14 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €189 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff.

Le altre attività immateriali di €67 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€44 milioni).

Il goodwill di €771 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (€656 milioni), nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuels SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

Il goodwill rilevato è attribuito alla cash generating unit ("CGU") Mercato Gas Italia. Il valore recuperabile della CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il fair value, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali nullo; (b) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle Note al bilancio consolidato"). Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power allo specifico WACC di settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore). Il WACC della Divisione Gas & Power è rettificato per tener conto del premio/sconto per rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 7,3%, con un decremento di mezzo punto percentuale del tasso di attualizzazione per effetto della riduzione della struttura tassi a parità di percezione del rischio equity. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU Mercato Gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano, assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'ecedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzerà al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 32,3% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) incremento di 8,18 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita reale negativo del 13,2%. Il valore recuperabile della CGU Mercato Gas Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista nonché i margini dei clienti business.

Gli investimenti di €186 milioni (€173 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff, in particolare la realizzazione del Green Data Center della Corporate (€76 milioni), i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Divisione Gas & Power (€42 milioni) e i costi sostenuti per la ricerca mineraria (€31 milioni) dalla Divisione Exploration & Production.

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Attività immateriali lorde:			
- Exploration & Production	800	801	822
- Gas & Power	878	941	981
- Refining & Marketing	495	495	455
- Corporate	239	239	312
	2.412	2.476	2.570
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	656	656	708
- Gas & Power	86	92	96
- Refining & Marketing	458	458	419
- Corporate	175	175	192
	1.375	1.381	1.415
Attività immateriali nette:			
- Exploration & Production	144	145	114
- Gas & Power	792	849	885
- Refining & Marketing	37	37	36
- Corporate	64	64	120
	1.037	1.095	1.155

16 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Effetto valutazione al fair value con effetti a CE	Effetto valutazione al fair value con effetti a pn	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2011												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.466		754		(7)	(911)			1	30.303	43.923	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451		29			(19)			1	1.462	1.519	57
- altre imprese	7									7	7	
	31.924		783		(7)	(930)			2	31.772	45.449	13.677
31.12.2011 Riesposto												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.466	(243)	754		(7)	(911)			1	30.060	43.836	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451	156	29			(19)			1	1.618	1.519	57
- altre imprese	7									7	7	
	31.924	(87)	783		(7)	(930)			2	31.685	45.362	13.677
31.12.2012												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.060		3.245	217	(2.506)	(3.130)			(1.440)	26.446	42.214	15.768
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.618				(119)	(32)			(675)	792	881	89
- altre imprese, di cui:	7				(360)		2.906	141	2.092	4.786	4.786	
- disponibili per la vendita					(357)		2.906	141	2.092	4.782	4.782	
- altre valutate al costo	7				(3)					4	4	
	31.685		3.245	217	(2.985)	(3.162)	2.906	141	(23)	32.024	47.881	15.857

Le partecipazioni sono aumentate di €339 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

[€ milioni]	
Partecipazioni al 31 dicembre 2011	31.772
Operazioni straordinarie	(87)
	31.685
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	2.337
Eni East Africa SpA	419
Syndial SpA	334
Eni Angola SpA	70
Eni West Africa SpA	40
leoc SpA	33
Servizio Fondo Bombole Metano SpA	12
	3.245
Acquisizioni	
Nuon Belgium NV (incorporata in Distrigas NV, poi ridenominata Eni Gas & Power NV)	210
Eni Power Generation NV	4
Tigàz Zrt	3
	217
Proventi da valutazione al fair value	
Galp Energia SGPS SA	1.936
Snam SpA	970
	2.906
Incrementi per valutazioni al fair value rilevati a patrimonio netto	
Galp Energia SGPS SA	133
Snam SpA	8
	141
<i>Decremento per:</i>	
Cessioni	
Snam SpA	(2.491)
Galp Energia SGPS SA	(475)
Eni East Africa SpA	(14)
Lusitaniagas - Companhia de Gas de Centro SA	(3)
Setgas SA	(2)
	(2.985)
Svalutazioni e perdite	
Eni Gas & Power NV (ex Eni Gas & Power SA, incorporata in Distrigas NV)	(1.558)
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	(562)
Eni East Africa SpA	(397)
Syndial SpA	(252)
Raffineria di Gela SpA	(171)
Tigàz Zrt	(66)
Inversora de Gas Cuyana SA	(53)
Eni West Africa SpA	(31)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(23)
leoc SpA	(22)
Distribuidora de Gas Cuyana SA	(10)
Inversora de Gas del Centro SA	(9)
Altre minori	(8)
	(3.162)
Altri decrementi	
Isontina Reti Gas SpA - riclassifica partecipazioni destinate alla vendita	(12)
Hotel Assets Limited - rimborso riserve	(11)
	(23)
Partecipazioni al 31 dicembre 2012	32.024

Gli interventi su capitale di €3.245 milioni riguardano essenzialmente Eni International BV per €2.337 milioni connesso con l'ottimizzazione dell'assetto finanziario di gruppo e Syndial SpA e le società esplorative per €896 milioni in relazione ai business delle suddette società tipicamente in perdita.

Le cessioni di €2.985 milioni sono relative essenzialmente alle operazioni di seguito indicate:

Cessione Snam

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. La cessione ha dato attuazione alla Legge italiana 27/2012 sulle Liberalizzazioni che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni e, attraverso gli atti esecutivi, disposto l'uscita completa di Eni dal capitale di Snam. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €1.399 milioni. Il corrispettivo totale di €3.517 milioni è stato incassato per il 75% entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni è stato incassato il 28 febbraio 2013. Considerata la vendita di un pacchetto di azioni Snam del 5% eseguita il 18 luglio 2012 con investitori istituzionali, al prezzo unitario di €3,43 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di ulteriori €239 milioni, la partecipazione residua in Snam successiva alla "transaction date" con CDP è pari al 20,23%. Tale partecipazione è stata classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €964 milioni al prezzo corrente alla data di perdita del controllo di €3,52 per azione e il successivo adeguamento di fair value a patrimonio netto al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€8 milioni) con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile come di seguito descritto. Lo smobilizzo della partecipazione è proseguito nel gennaio 2013 attraverso il collocamento di €1.250 milioni di bond senior unsecured convertibili in azioni ordinarie di Snam della durata di 3 anni e cedola annuale dello 0,625%. I bond saranno convertibili in azioni ordinarie Snam a un prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al prezzo corrente. Il sottostante dei bond è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie Snam, pari a circa l'8,54% del capitale della società. Le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto, con effetti trascurabili, a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) (€6 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione.

CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole. Inoltre sia Eni, sia CDP sono sottoposte a comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento (v. la nota n. 41 - Rapporti con parti correlate). Maggiori informazioni sulla transazione sono incluse nel Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

Cessione Galp

Il disinvestimento della partecipazione in Galp Energia SGPS SA ("Galp") è stato avviato il 29 marzo 2012 a seguito della modifica degli accordi parasociali tra Eni e gli altri azionisti di riferimento, Amorim Energia BV e Caixa Geral de Depositos SA, in forza dei quali il 20 luglio 2012 Eni ha ceduto ad Amorim Energia il 5% del capitale sociale Galp ponendo termine al patto di sindacato. La transazione ha riguardato 41,5 milioni di azioni al prezzo unitario di €14,25 per il corrispettivo totale di €582 milioni e una plusvalenza di conto economico di €466 milioni. A seguito di tale transazione la partecipazione residua di Eni del 28,34% assume natura finanziaria quale titolo disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa corrente di €10,78 per azione alla data del 20 luglio che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €1.871 milioni e il successivo adeguamento di fair value a patrimonio netto al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€133 milioni) con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile come di seguito descritto. Il 27 novembre 2012, Eni ha collocato presso investitori istituzionali circa 33,2 milioni di azioni di Galp, corrispondenti al 4% del capitale della società, al prezzo di €11,48 per azione per un corrispettivo pari a circa €381 milioni e una plusvalenza di conto economico di €23 milioni. A seguito dell'emissione del prestito obbligazionario convertibile su parte delle azioni Galp⁹, per le azioni Galp al servizio della conversione, le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€65 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione.

Cessione Eni East Africa SpA

In data 20 dicembre 2012, Eni SpA ha ceduto n. 5.714.286 azioni rappresentanti il 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA alla società interamente controllata Società Ionica Gas SpA per un corrispettivo di €3.469 milioni realizzando una plusvalenza di €3.454 milioni. L'Eni East Africa SpA è titolare del 70% di participating interest nell'area offshore 4 del bacino di Rovuma nel quale è situata la scoperta di Mamba. L'operazione è connessa con l'ottimizzazione dell'assetto partecipativo in Eni al fine di agevolare la valorizzazione dell'investimento anche tramite possibili cessioni. L'operazione in quanto infragruppo non è rilevata dal bilancio consolidato.

Le svalutazioni di €3.162 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Eni Gas & Power NV per €1.558 milioni a seguito delle ridotte prospettive di redditività del business gas e coerentemente alla svalutazione del goodwill attribuito alla CGU Mercato Europeo rilevata nel bilancio consolidato. Per maggiori informazioni sul goodwill allocato alla CGU Mercato Europeo, si rinvia alle note al bilancio consolidato; (ii) Raffineria di Gela SpA per €171 milioni in relazione al ridimensionamento delle prospettive di redditività del mercato a causa del perdurare dei fattori di debolezza strutturale dell'industria che hanno comportato proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi nel lungo termine. Si è proceduto altresì a un accantonamento a fondo copertura perdite di €485 milioni; (iii) Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) per €562 milioni e Syndial SpA per €252 milioni in relazioni all'andamento economico negativo; (iv) le partecipazioni in società esplorative per €453 milioni in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

[9] V. nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2011 Riepilogo	Saldo netto al 31.12.2012 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
Adriaplin doo	51,000	13	13	10	10	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	7	7	6	6	
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	92,660	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	11	11	1	2	1
Ecofuel SpA	100,000	48	48	48	230	182
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	99,631	222	222	222	195	(27)
Eni Angola SpA ⁽¹⁾	100,000	57	57	127	55	(72)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	3	4	1
Eni East Africa SpA ⁽¹⁾	71,429	8	8	16	16	
Eni Finance International SA	33,613	726	726	726	904	178
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	20	27	7
Eni Fuel Nord SpA	100,000	24	24	24	25	1
Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV)	99,999	4.454	4.454	3.106	2.886	(220)
Eni Gas & Power Belgium SpA ⁽²⁾		1				
Eni Hellas SpA ⁽²⁾		183				
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	100	362	262
Eni International BV	100,000	9.590	9.590	11.927	30.460	18.533
Eni International Resources Ltd	99,998	17	17
Eni Investments Plc	99,999	4.646	4.646	4.646	5.763	1.117
Eni Medio Oriente SpA ⁽¹⁾	100,000	11	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	133	277	144
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	1.250	1.129	(121)
EniPower SpA	100,000	957	957	957	1.183	226
Eni Power Generation NV	99,999			4	4	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	27	36	9
EniServizi SpA	100,000	15	15	15	15	
Eni Timor Leste SpA ⁽¹⁾	100,000	12	12	9	9	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	282	198	(84)
Eni West Africa SpA ⁽¹⁾	100,000			9	9	
Eni Zubair SpA	99,999	2	2
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)	100,000	11	11			
Ieoc SpA ⁽¹⁾	100,000	23	23	34	34	
Immobiliare Est SpA ⁽¹⁾	100,000	7	7	6	6	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	59	59	6	6	
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	285	428	143
Raffineria di Gela SpA ⁽³⁾	100,000	171	171			
Saipem SpA ⁽⁴⁾	42,913	183	183	183	2.367	2.184
Servizi Aerei SpA	100,000	53	53	53	58	5
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	14	14	
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) ⁽⁵⁾	20,225	3.921	3.921			
Società Adriatica Idrocarburi SpA ⁽¹⁾	100,000	558	558	558	446	(112)
Società Ionica Gas SpA ⁽¹⁾	100,000	623	623	623	595	(28)
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ⁽¹⁾	70,000	42	42	42	42	
Società Petrolifera Italiana SpA ⁽¹⁾	99,964	26	26	26	26	

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2011 Riesposto	Saldo netto al 31.12.2012 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
Syndial SpA - Attività Diversificate ⁽¹⁾	99,999	119	119	201	201	
Tecnomare SpA ⁽¹⁾	100,000	18	18	18	21	3
Tigàz Zrt	52,682	116	116	53	245	192
Toscana Energia Clienti SpA ⁽²⁾		59				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	51	51	51	141	90
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	100,000	1.176	1.176	614	614	
Totale imprese controllate		30.303	30.060	26.446		
Imprese collegate e a controllo congiunto						
ACAM Clienti SpA	49,000	6	6	6	2	(4)
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	37	37	14	14	
Est Reti Elettriche SpA (ex Est Più Società per Azioni)	70,000	29	29	12	12	
Est Più SpA	70,000			5	7	2
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000		39	39	46	7
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000		117	117	131	14
Galp Energia SGPS SA ⁽⁵⁾	24,340	780	780			
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	15	15	6	6	
Mariconsult SpA	50,000	
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	126	132	6
Seram SpA	25,000	1	1
Setgas SA		2	2			
Transmed SpA	50,000	8	8
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	25	24	(1)
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	442	507	65
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl ⁽¹⁾	2,815	
Venezia Technologie SpA	50,000	1	1
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		1.462	1.618	792		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		31.765	31.678	27.238		

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(2) Le società sono state fuse in Eni SpA.

(3) Nel 2012, si è proceduto a un accantonamento a fondo copertura perdite di €485 milioni.

(4) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2012 (€29,3 per azione), in quota Eni, ammonta a €5.550 milioni.

(5) Le partecipazioni sono state riclassificate nelle "Altre partecipazioni disponibili per la vendita".

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto.

La stima del maggior valore recuperabile è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e portando avanti le assunzioni dell'ultimo anno di piano su un orizzonte temporale di 20 anni assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,9%;
- per Eni Angola SpA, Eni Petroleum Co. Inc., Società Adriatica Idrocarburi SpA e Società Ionica Gas SpA, società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC compresi tra il 7,2% e l'8,3%, al netto imposte);
- per Transmediterranean Pipeline Co Ltd, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 3,8%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,5%;
- per Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA), società di erogazione di servizi amministrativi e di regolamento monetario i cui ricavi sono definiti a recupero costi, sulla base del patrimonio netto contabile rettificato del fair value delle attività finanziarie e del capitale umano;
- per le restanti società, tutte appartenenti al settore Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore ter-

minale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo compreso tra lo zero e il 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 6,9% e il 30,9%.

Il valore di mercato al 31 dicembre 2012 relativo alle partecipazioni disponibili per la vendita è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
Partecipazioni disponibili per la vendita:				
- Snam SpA	683.936.947	20,23%	3,52	2.408
- Galp Energia SGPS SA	201.839.604	24,34%	11,76	2.374
Totale				4.782

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2012, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

17 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	10.392	2.764
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	10.412	2.784

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €2.764 milioni sono diminuiti di €7.628 milioni essenzialmente a seguito del rimborso di crediti da parte del Gruppo Snam in relazione alla cessione della quota di controllo a Cassa Depositi e Prestiti. I crediti al 31 dicembre 2012 riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Saipem SpA (€733 milioni), Eni Finance International SA (€614 milioni), Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) (€603 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€273 milioni) ed EniPower SpA (€218 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €641 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €20 milioni riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della Legge 539/1985.

La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2012 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	371	1.999	765	2.764
- non strumentali all'attività operativa	9.065			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	20
	9.436	1.999	785	2.784

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali è di €3.135 milioni (di cui €2.764 milioni a lungo termine e €371 milioni quota breve del lungo termine), stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,1927% e il 2,6665% e in dollari compresi tra lo 0,081% e lo 0,945%, è di €3.591 milioni. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

18 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.350	2.357	1.877
Imposte sul reddito differite IRES	(144)	(144)	(189)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	114	112	139
Imposte sul reddito differite IRAP	(5)	(5)	(4)
	2.315	2.320	1.823

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Operazioni straordinarie (a)	Incrementi (b)	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
Imposte differite:						
- differenze su derivati	(31)				(3)	(34)
- differenze su attività materiali e immateriali	(61)		(1)	17		(45)
- altre	(57)	(2)	(78)	35	(12)	(114)
	(149)	(2)	(79)	52	(15)	(193)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati					41	41
- fondi per rischi e oneri	1.536		689	(558)		1.667
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	515		124	(92)	(51)	496
- differenze su attività materiali e immateriali	156		10			166
- svalutazione crediti	59	7	17	(23)	51	111
- fondi per benefici ai dipendenti	46		13	(17)	9	51
- perdita fiscale			224			224
- svalutazione delle imposte anticipate					(866)	(866)
- altre	152		51	(70)	(7)	126
	2.464	7	1.128	(760)	(823)	2.016
	2.315	5	1.049	(708)	(838)	1.823

(a) Riguardano le operazioni di fusione di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

(b) Comprende €21 milioni di accantonamenti di imposte anticipate relative a discontinued operations.

Le imposte anticipate nette sono diminuite di €492 milioni essenzialmente a seguito della svalutazione delle imposte anticipate (€866 milioni) e dell'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€164 milioni). Il management ha valutato la probabilità di recupero di tali attività aggiornando le stime dei redditi imponibili futuri alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato e della perdita del controllo di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della perdita fiscale ai fini IRES stimata per l'esercizio 2012 di Eni SpA e le società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita (€224 milioni).

19 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti d'imposta	67	152
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	777	454
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	33	3
Altri crediti da attività di disinvestimento	30	32
Altre attività	2.070	2.454
	2.977	3.095

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti di imposta chiesti a rimborso	21	106
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	67	152

La variazione dei crediti di imposta di €85 milioni fa essenzialmente riferimento al beneficio di cui all'art. 2 comma 1 del DL n. 201/2011 che prevede la facoltà di chiedere il rimborso per i periodi d'imposta anteriori al 2012, delle maggiori imposte sui redditi IRES versate per effetto della mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato, già riconosciuta per il periodo d'imposta 2012.

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

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	16	197	29	1.358
Outright	1	26	3	136
Interest currency swap	276	1.167	235	1.152
	293	1.390	267	2.646
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	423	5.490	146	1.258
	423	5.490	146	1.258
Contratti su merci				
Over the counter	61	1.554	41	597
	61	1.554	41	597
	777	8.434	454	4.501

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €454 milioni (€777 milioni al 31 dicembre 2011) 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 su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge su commodity è di €3 milioni e riguarda la Divisione Gas & Power per operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 30 - Altre passività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa. Le altre attività di €2.454 milioni riguardano per €2.355 milioni (€1.971 milioni al 31 dicembre 2011) le quantità di gas che, ancorché non ritirate, hanno fatto sorgere in capo a Eni l'obbligo di corrispondere un anticipo del prezzo di contratto in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 23 - Debiti commerciali e altri debiti). La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. L'incremento è dovuto ai volumi di competenza dell'esercizio per i quali è scattato l'obbligo di take-or-pay, parzialmente assorbiti dagli effetti di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno comportato la riduzione degli obblighi minimi di prelievo. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay). Il valore contabile dell'anticipo assimilato a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi prepagati nel lungo termine facendo leva su: (i) i trend consolidati di sviluppo della domanda; (ii) la progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni che riflette i benefici attesi dalle rinegoziazioni contrattuali in corso e pianificate il rafforzamento della leadership in Europa; (iii) i benefici attesi dalla riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo negli esercizi futuri e altre flessibilità operative (ad esempio cambio di delivery point e forniture di GNL in luogo di quelle via pipeline) derivanti dalle già concluse o previste rinegoziazioni dei contratti take-or-pay, compreso il mancato rinnovo di quelli in scadenza.

Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

20 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €16 milioni si riferiscono alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€12 milioni) e alla cessione del ramo d'azienda "Catalisi e Chimica Sostenibile" a Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) di €4 milioni con atto di cessione stipulato in data 20 dicembre 2012 ed efficacia dal 1° gennaio 2013.

Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €4.750 milioni (€5.838 milioni al 31 dicembre 2011 riesposto) sono diminuite di €1.088 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Euro	4.433	4.397	4.323
Dollaro USA	1.422	1.422	409
Lira Sterlina	16	16	11
Fiorino Ungherese	1	1	
Altre	2	2	7
	5.874	5.838	4.750

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,28% (1,11% nell'esercizio 2011), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €24 milioni.

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €1.090 e €10.391 milioni (rispettivamente per €2.400 e €8.694 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

22 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine (€2.705 milioni) è commentata nella nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo, cui si rinvia.

23 Debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Debiti commerciali	7.607	7.632	7.765
Acconti e anticipi	448	448	468
Altri debiti:			
- relativi all'attività di investimento	394	394	373
- altri debiti	1.395	1.418	1.069
	1.789	1.812	1.442
	9.844	9.892	9.675

I debiti commerciali di €7.765 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€4.377 milioni), debiti verso imprese controllate (€3.370 milioni) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€18 milioni).

Gli acconti e anticipi di €468 milioni riguardano essenzialmente: (i) gli acconti, costituiti in gran parte da depositi cauzionali, ricevuti da clienti gas (€192 milioni); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (€110 milioni); (iii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production (€38 milioni); (iv) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale (€20 milioni).

Gli altri debiti di €1.069 milioni riguardano essenzialmente: (i) i debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take-or-pay" (€542 milioni). Il decremento di €177 milioni dei debiti verso fornitori di gas riflette i benefici di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno ridotto gli obblighi minimi di prelievo nonché, in aumento, i volumi di gas in take-or-pay di competenza del 2012 al netto dei pagamenti eseguiti nell'anno (altre informazioni sono fornite alla nota n. 19 - Altre attività non correnti); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€165 milioni); (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€138 milioni); (iv) i debiti verso controllate per consolidato fiscale (€51 milioni).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

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.

24 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €81 milioni si riferiscono all'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

25 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Accise e imposte di consumo	933	955	1.182
Royalty su idrocarburi estratti	216	216	279
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	27	27	30
IVA	31	31	16
Altre imposte e tasse	6	7	8
	1.213	1.236	1.515

26 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	939	576
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	119	30
Altre passività	263	283
	1.321	889

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	93	2.977	118	5.607
Currency swap	625	17.513	275	14.728
Interest currency swap	23		8	37
	741	20.490	401	20.372
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	10	2.620	2	111
	10	2.620	2	111
Contratti su merci				
Over the counter	188	2.242	171	3.635
Future			2	19
	188	2.242	173	3.654
	939	25.352	576	24.137

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €576 milioni (€939 milioni al 31 dicembre 2011) e riguardano 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 su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, essenzialmente su operazioni in commodity, di €30 milioni è riferito alla Divisione Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2013 è indicato alla nota n. 12 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di €283 milioni comprendono gli anticipi di €142 milioni ricevuti dai clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito entro il prossimo esercizio e la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€94 milioni) (v. nota n. 30 - Altre passività non correnti).

Passività non correnti

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

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	7.849	1.593	9.442	2.435	835	3.270
Obbligazioni ordinarie	12.862	311	13.173	13.105	1.867	14.972
Obbligazioni convertibili				990		990
Altri finanziatori, di cui:	305	120	425	304	3	307
- imprese controllate	297	120	417	297	1	298
- altri	8		8	7	2	9
	21.016	2.024	23.040	16.834	2.705	19.539

I debiti verso banche di €3.270 milioni sono diminuiti di €6.172 milioni anche in relazione alla circostanza che non sono state utilizzate linee di credito (utilizzo linee di credito di €4.100 milioni al 31 dicembre 2011).

Gli altri finanziatori di €307 milioni riguardano per €298 milioni operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €19.539 milioni sono denominate in euro per €18.925 milioni e per €614 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2012 è del 3,58% per quelle denominate in euro (3,22% al 31 dicembre 2011) e 4,83% per quelle denominate in dollari (3,81% al 31 dicembre 2011).

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di €3.577 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,71% (2,50% al 31 dicembre 2011) e sul dollaro USA di 4,78% (2,50% al 31 dicembre 2011). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,69% e il 4,90% (tra l'1,79% e il 4,90% al 31 dicembre 2011).

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 mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2012 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.459 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.927 milioni (€3.201 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

Le scadenze delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2011	2012	Scad. 2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	Totale
Banche	9.442	3.270	835	620	349	551	155	760	3.270
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.561	1.563	69			1.494			1.563
- Euro Medium Term Notes, 4,625%	1.545	1.546	1.546						1.546
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.509	1.510	18					1.492	1.510
- Euro Medium Term Notes 5,875%	1.318	1.319	70	1.249					1.319
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.249	1.250	8				1.242		1.250
- Euro Medium Term Notes 4,250%		1.033	39					994	1.033
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.033	1.028	32					996	1.028
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.017	1.018	20					998	1.018
- Euro Medium Term Notes 3,750%		760	15					745	760
- Retail TF 4,875%	1.104	1.107	12				1.095		1.107
- Retail 4,000%	1.011	1.013	20		993				1.013
- Retail VARIABILE%	991	1.003	9		994				1.003
- Bond US 4,150%	349	343	4					339	343
- Bond US 5,700%	271	265	4					261	265
- Retail TV	215	214	1				213		214
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile azioni Galp		990			990				990
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	417	298	1					297	298
- altri	8	9	2	2	2	2	1		9
	23.040	19.539	2.705	1.871	3.328	2.047	2.706	6.882	19.539

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	63	1.563	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	46	1.546	EUR	2013	4,625
- Euro Medium Term Notes	1.500	10	1.510	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.250	69	1.319	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	1.250		1.250	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	33	1.033	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	28	1.028	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	18	1.018	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	750	10	760	EUR	2019	3,750
- Retail TF	1.109	(2)	1.107	EUR	2017	4,875
- Retail	1.000	13	1.013	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	3	1.003	EUR	2015	variabile
- Bond US	341	2	343	USD	2020	4,150
- Bond US	265		265	USD	2040	5,700
- Retail TV	215	(1)	214	EUR	2017	variabile
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile azioni Galp	1.028	(38)	990	EUR	2015	0,250
	15.708	254	15.962			

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.865 milioni. Nel corso del 2012 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.793 milioni. Le obbligazioni convertibili di €990 milioni riguardano l'emissione il 27 novembre 2012 di un prestito obbligazionario

dell'importo nominale di €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione implica un premio del 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante del bond convertibile in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39 (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 16 - Partecipazioni). Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €11,76 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €65 milioni parzialmente compensato dalla variazione del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €26 milioni.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.851 milioni (€24.608 milioni al 31 dicembre 2011) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Banche	9.515	3.390
Obbligazioni ordinarie	14.678	17.095
Obbligazioni convertibili		1.059
Altri finanziatori	415	307
	24.608	21.851

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,08% e l'1,13% (tra lo 0,68% e il 2,68% al 31 dicembre 2011) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,19% e il 2,67% (tra lo 0,21% e il 2,58% al 31 dicembre 2011).

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

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2011 Riesposto			31.12.2012		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	354		354	356		356	6.400		6.400
B. Titoli disponibili per la vendita									
C. Liquidità (A+B)	354		354	356		356	6.400		6.400
D. Crediti finanziari ^(a)	6.613		6.613	6.540		6.540	9.065		9.065
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	714		714	714		714	57		57
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.593	7.849	9.442	1.593	7.849	9.442	835	2.435	3.270
G. Prestiti obbligazionari	311	12.862	13.173	311	12.862	13.173	1.867	14.095	15.962
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	5.112		5.112	5.076		5.076	4.693		4.693
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	120	297	417	120	297	417	1	297	298
L. Altre passività finanziarie	48	8	56	48	8	56	2	7	9
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.898	21.016	28.914	7.862	21.016	28.878	7.455	16.834	24.289
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	931	21.016	21.947	966	21.016	21.982	(8.010)	16.834	8.824

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

28 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

[€ milioni]	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2011									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.115		50	52	5	(25)		50	1.247
Fondo rischi e oneri ambientali	727				144	(82)	(5)		784
Fondo rischi per contenziosi	165				12	(71)	(23)	261	344
Fondo esodi e mobilità lunga	145				39	(72)	(3)		109
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49				41				90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	288			(3)	39	(33)	(2)	(261)	28
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47				2	(34)			15
Fondo copertura perdite imprese partecipate	805					(805)			
Altri fondi per rischi e oneri	233		19	1	121	(101)	(64)	(50)	159
	3.574		69	50	403	(1.223)	(97)		2.776
31.12.2011 Riesposto									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.115		50	52	5	(25)		50	1.247
Fondo rischi e oneri ambientali	727				144	(82)	(5)		784
Fondo rischi per contenziosi	165				12	(71)	(23)	261	344
Fondo esodi e mobilità lunga	145	1			39	(72)	(3)		110
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49				41				90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	288			(3)	39	(33)	(2)	(261)	28
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47				2	(34)			15
Fondo copertura perdite imprese partecipate	805					(805)			
Altri fondi per rischi e oneri	233	1	19	1	127	(101)	(64)	(50)	166
	3.574	2	69	50	409	(1.223)	(97)		2.784
31.12.2012									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.247		279	53	3	(25)	(4)		1.553
Fondo rischi per contenziosi	344				573	(153)	(26)	6	744
Fondo rischi e oneri ambientali	784			1	38	(80)	(2)		741
Fondo copertura perdite imprese partecipate					485				485
Fondo esodi e mobilità lunga	110			16	12		(3)		135
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	90								90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	28				24	(27)	(1)		24
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	15					(15)			
Altri fondi per rischi e oneri	166				245	(56)	(25)	(9)	321
	2.784		279	70	1.380	(356)	(61)	(3)	4.093

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.553 milioni accoglie: (i) 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 siti (€1.493 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,75% e il 3,95%. Il periodo previsto degli esborsi è 2013-2054; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€60 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi per contenziosi di €744 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo aumenta di €400 milioni a seguito essenzialmente dei maggiori accantonamenti a fronte di contenziosi relativi alla revisione prezzi dei contratti gas (€455 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €741 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare sui siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€445 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€122 milioni), negli impianti di raffinazione (€31 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€36 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€23 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€55 milioni) e ad altri siti non operativi (€21 milioni).

Il fondo copertura perdite di €485 milioni riguarda la partecipazione in Raffineria di Gela SpA (v. nota n. 16 - Partecipazioni).

Il fondo esodi e mobilità lunga di €135 milioni riguarda essenzialmente gli accantonamenti a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità dipendenti avviata nel 2010 e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 e comprende gli adeguamenti della passività stanziata a seguito delle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla Legge 214/2011 e delle ulteriori disposizioni previste dalla Legge n. 228/2012.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €90 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA.

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di €24 milioni accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA.

Il fondo per oneri cessione Italgas SpA di €15 milioni si riduce integralmente per effetto della definizione del conguaglio patrimoniale riconosciuto a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), a seguito degli impegni assunti da Eni in occasione della cessione dell'Italgas SpA¹⁰.

Gli altri fondi di €321 milioni riguardano principalmente: (i) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (€141 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€66 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito (€20 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€20 milioni); (v) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni).

29 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	157	159	147
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	44	44	45
Altri fondi per benefici ai dipendenti	84	84	85
	285	287	277

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato a un parametro di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2011 Riesposto			31.12.2012		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	181	55	84	181	55	84	159	53	84
Costo corrente		1	26		1	26		1	30
Costo per interessi	8	2	2	8	2	2	7	3	3
Utile/perdite attuariali ^(a)	(5)	1	(1)	(5)	1	(1)	34	11	(5)
Benefici pagati	(27)	(6)	(27)	(27)	(6)	(27)	(18)	(3)	(27)
Altre variazioni				2			(2)		
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	157	53	84	159	53	84	180	65	85
Utili (perdite) attuariali non rilevate		(8)			(8)		(32)	(19)	
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate		(1)			(1)			(1)	
Passività rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti ^(b)	157	44	84	159	44	84	148	45	85

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

(b) La differenza rispetto al valore indicato negli schemi di bilancio riguarda il valore riclassificato nelle passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita.

(10) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 33 - Garanzie, Impegni e rischi.

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

[%]	TFR	FISDE	Altri
2011			
Tassi di sconto	4,8	4,8	3,6 - 4,8
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0		
Tasso di inflazione	2,0	2,0	2,0
2012			
Tassi di sconto	3,0	3,0	1,2 - 3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0		
Tasso di inflazione	2,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con l'eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	10	(8)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €33 milioni, di cui €7 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il valore attuale dell'obbligazione relativa a piani per benefici ai dipendenti è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2012
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	183	184	181	157	180
FISDE	44	52	55	53	65
Altri	72	78	84	84	85
	299	314	320	294	330

30 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	599	509
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	37	13
Depositi cauzionali	201	239
Altre passività	1.576	1.426
	2.413	2.187

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fairvalue	Impegni
Contratti su valute				
Outright	3	74	7	378
Currency swap	...	3	43	2.474
Interest Currency swap	276	1.072	267	1.097
	279	1.149	317	3.949
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	281	4.700	85	766
	281	4.700	85	766
Contratti su merci				
Over the counter	39	588	47	1.249
	39	588	47	1.249
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili			60	
	599	6.437	509	5.964

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €509 milioni (€599 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) gli 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 su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €60 milioni la componente opzionale implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €13 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2011), essenzialmente su commodity, è riferito alla Divisione Gas & Power. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 19 - Altre attività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

I depositi cauzionali a lungo termine di €239 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€215 milioni).

Le altre passività di €1.426 milioni riguardano: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Gas De France Suez) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€774 milioni) e da Gas De France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) per la fornitura di gas naturale (€185 milioni) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€296 milioni); (iii) Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transigas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€53 milioni); (iv) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€45 milioni); (v) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€37 milioni); (vi) Gaz de France Suez SA (€9 milioni) per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni; (vii) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà di Interconnector UK Ltd (€3 milioni).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti non è significativo.

31 Passività direttamente associabili alle attività destinate alla vendita

Le passività direttamente associabili alle attività destinate alla vendita di €1 milione si riferiscono alla cessione del ramo d'azienda "Catalisi e Chimica Sostenibile" a Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) con atto di cessione stipulato in data 20 dicembre 2012 ed efficacia dal 1° gennaio 2013.

32 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserva legale	959	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.753)	(6.753)	(201)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.753	6.753	6.201
Altre riserve di capitale:	10.393	10.393	9.990
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	<i>9.927</i>	<i>9.927</i>	<i>9.927</i>
- Legge n. 576/1975	1	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	403	403	
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	37	37	(13)
Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale			138
Altre riserve di utili disponibili:	17.532	17.537	12.376
<i>Riserva disponibile</i>	<i>16.379</i>	<i>16.376</i>	<i>11.862</i>
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19	19
Riserva da avanzo di fusione	647	655	8
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1	1
Acconto sui dividendi	(1.884)	(1.884)	(1.956)
Utile netto dell'esercizio	4.213	4.212	9.078
	35.255	35.259	40.577

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2012, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di valore nominale come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti; (iii) n. 11.388.287 azioni, pari allo 0,31%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.529.065.428 azioni, pari al 69,59%, di proprietà di altri azionisti¹¹.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA (ora Divisione Gas & Power), Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

[11] In seguito al superamento della soglia di partecipazione del 2%, ai sensi dell'art. 120 del D.Lgs. n. 58/98 e della delibera Consob n. 11971/99 BNP Paribas S.A. ha dichiarato (20 settembre 2011) il possesso di una partecipazione diretta e indiretta del 2,285% nel capitale di Eni, di cui 0,421% senza diritto di voto. La percentuale di possesso ammonterebbe al 2,519% se calcolata sul numero di azioni che costituiscono il capitale sociale di Eni al 31 dicembre 2012.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €201 milioni (€6.753 milioni al 31 dicembre 2011), e sono rappresentate da n. 11.388.287 azioni ordinarie (n. 382.654.833 azioni al 31 dicembre 2011). La diminuzione di n. 371.266.546 azioni ordinarie è dovuta all'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie a seguito della delibera dell'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012 e a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2012 di n. 93.000 azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

Le azioni proprie per €161 milioni, rappresentate da n. 8.259.520 azioni ordinarie (n. 11.873.205 azioni ordinarie al 31 dicembre 2011) sono al servizio dei piani di stock option 2005 e 2007-2008¹².

Il decremento di n. 3.613.685 azioni proprie al servizio dei piani di stock option si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2011	11.873.205
- diritti esercitati	(93.000)
- diritti decaduti	(3.520.685)
Numero azioni al 31 dicembre 2012	8.259.520

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota n. 35 - Costo lavoro - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie è di €6.201 milioni con un decremento di €552 milioni rispetto al 31 dicembre 2011. L'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012 ha deliberato l'annullamento di 371.173.546 azioni proprie e ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'articolo 2357, secondo comma, del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro diciotto mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 di azioni ordinarie Eni, per un corrispettivo non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione aumentato del 5% e comunque fino all'ammontare complessivo di €6 miliardi secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'articolo 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio. L'Assemblea ha infine deliberato di imputare alla specifica riserva l'importo complessivo di €6 miliardi formata utilizzando per pari ammontare riserve di bilancio disponibili, in particolare la "Riserva disponibile" (€4.950 milioni), la "Riserva avanzo di fusione" (€647 milioni) e la "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993" (€403 milioni). La riserva si riduce per le riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993" (€0,8 milioni), alla "Riserva disponibile" (€0,4 milioni) e alla "Riserva conferimenti Legge n. 41/1986" (€0,03 milioni) a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2012 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €9.990 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: si decrementa di €403 milioni per la riclassifica alla Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della delibera dell'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012;
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €13 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Divisione Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2011	59	(22)	37
Variazione dell'esercizio 2012	(80)	30	(50)
Riserva al 31 dicembre 2012	(21)	8	(13)

La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

[12] Il periodo di esercizio previsto per le assegnazioni 2004 e 2006 è giunto a scadenza nel corso del 2012.

Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale

La riserva di €138 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value delle partecipazioni disponibili per la vendita, in particolare la partecipazione in Galp Energia SGPS SA e la partecipazione in Snam SpA come di seguito indicato:

(€ milioni)	Partecipazioni disponibili per la vendita				
	Galp Energia SGPS SA		Snam SpA		TOTALE
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2011					
Variazione dell'esercizio 2012	133	(3)	8		138
Riserva al 31 dicembre 2012	133	(3)	8		138

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €12.376 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €11.862 milioni con un decremento di €4.514 milioni dovuto essenzialmente: (i) alla riclassifica alla Riserva per acquisto azioni proprie (€4.950 milioni) a seguito della delibera dell'Assemblea del 16 luglio 2012; (ii) al fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (€7 milioni); (iii) dal disavanzo di fusione di €4 milioni derivante dall'incorporazione di Toscana Energia Clienti SpA, avvenuta il 1° novembre 2012; le operazioni della società incorporata, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2012. Tali decrementi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2011 (€445 milioni); (ii) dalla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2011 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni (€0,4 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €8 milioni. Si riduce di €647 milioni a seguito della riclassifica alla "Riserva acquisto azioni proprie" a seguito della delibera dell'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012. Accoglie l'avanzo di fusione di €8 milioni derivante dall'incorporazione di Eni Hellas SpA, decorsa dal 1° novembre 2012. Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.956 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione deliberato il 20 settembre 2012 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 27 settembre 2012.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione attualmente non prevista, sulle stesse pertanto non sono state stanziati imposte differite. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €2,7 miliardi. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €19,21 miliardi.

33 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €65.033 milioni (€65.635 milioni al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	18.744	38.418	57.162	18.363	38.243	56.606
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.208	926	7.134	6.254	888	7.142
Proprio		1.085	1.085		1.011	1.011
Altri		254	254		274	274
Totale	24.952	40.683	65.635	24.617	40.416	65.033

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €18.363 milioni riguardano essenzialmente:

- per €18.259 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €11.450 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente da Polimeri Europa France SAS e da Syndial SpA.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €6.254 milioni sono relative essenzialmente:

- per €6.122 milioni la fidejussione prestata a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €98 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per €132 milioni la fidejussione prestata a favore di Eni Finance International SA per un finanziamento a lungo termine concesso a Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €11 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €38.243 milioni riguardano essenzialmente:

- per €15.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA ammonta a €1.525 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo è di €33 milioni;
- per €2.274 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di \$3.000 milioni. Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo è di €1.255 milioni;
- per €1.516 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di \$2.000 milioni. Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo è di €76 milioni;
- per €9.371 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€5.567 milioni), Refining & Marketing (€2.802 milioni), Altre attività e società finanziarie (€519 milioni), Gas & Power (€397 milioni) e Petrolchimica (€86 milioni) e da questi manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è di €9.355 milioni;
- per €1.374 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.061 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- per €2.433 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €2.413 milioni;
- per €298 milioni, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per €301 milioni la garanzia rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005;
- per €241 milioni le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti da Singea SpA in liquidazione (incorporata da Syndial nel 2002) per la cessione di PortoVesme Srl;
- per €243 milioni la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- per €52 milioni garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska AS nell'interesse di Eni Ceska Republika Sro (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;

- per €50 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €21 milioni;
- per €29 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €888 milioni riguardano essenzialmente:

- per €656 milioni la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento a Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €39 milioni;
- per €96 milioni, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- le lettere di patronage di €75 milioni rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti a Raffineria di Milazzo ScPA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €56 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.011 milioni riguardano essenzialmente:

- le manleve a favore di banche (€995 milioni) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage (€16 milioni) rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €274 milioni riguardano essenzialmente:

- per €227 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Services LLC (13,6% Eni) per \$300 milioni a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato da Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari a €159 milioni;
- per €47 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Impegni		
Altri	342	215
	342	215
Rischi	95	51
	437	266

Gli altri impegni di €215 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2012 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €139 milioni (€73 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €10 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stocaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni.

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA ha ancora l'impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili, tramite la controllata EniServizi SpA, di cui all'accordo del 24 ottobre 2012, che include una clausola di salvaguardia che concede a Snam SpA 120 giorni di tempo dalla data in cui EniServizi e/o Italgas abbiano comunicato alla rispettiva controparte l'intenzione di non dare esecuzione al contratto di compravendita del Complesso Immobiliare, per richiedere l'indennizzo degli oneri ambientali relativi esclusivamente all'immobile. L'eventuale indennizzo, al netto dell'effetto fiscale, sarà dovuto fino a un massimo di circa €76 milioni.

I rischi di €51 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;

- la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardon IV (50% Eni-50% Repsol), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. L'impegno massimo quantificabile al 31 dicembre 2012 è di \$800 milioni corrispondente al valore massimo in quota Eni della penale contrattualmente prevista nel caso di risoluzione unilaterale anticipata del contratto di fornitura. Eni ha sostituito la garanzia nel corso del mese di marzo 2013 a seguito delle rinegoziazioni dei termini della fornitura. In particolare è venuta meno la clausola di risoluzione unilaterale anticipata con la quantificazione della penale precedentemente prevista, conseguentemente il valore della garanzia non è più determinabile dovendo essere determinata in caso di inadempimento secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni pari a circa \$11 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- la garanzia prestata a favore di Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co. Inc. (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività upstream nel Golfo del Messico;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio di Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2012 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale vi è l'interesse di Greenconnector di utilizzare la tratta per il trasporto di energia;
- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship-or-pay con TAG; (ii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unìon Fenosa Gas SA a favore di Unìon Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unìon Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unìon Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Eni G&P SA/NV (ex Distrigas NV) di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("Tariff Adjustment") legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle Parent Company Guarantees di importo al momento non quantificabile;
- gli impegni derivanti dal Protocollo d'Intesa stipulato nel maggio 2009 con l'Università degli studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (progetto "Un Ponte per l'Innovazione"), a seguito dell'evento sismico che ha colpito l'Abruzzo. In tale ambito si conferma per il 2013 e fino al 2014, la linea di azione legata al sostegno agli studi per gli studenti dell'università attraverso il finanziamento di dottorati e borse di studio, che si sono svolti e in alcuni casi si stanno ancora svolgendo nei centri di ricerca di Eni e delle sue controllate (€150 mila previsti nel biennio 2013-14);
- in data 27 agosto 2012, Eni e il Comune dell'Aquila hanno presentato il programma "Ripartire da Collemaggio", che darà l'avvio al restauro della Basilica e alla riqualificazione ambientale del sito di Collemaggio. Eni diventa partner per il restauro, impegnandosi a stanziare le risorse economiche necessarie per la realizzazione del progetto e a mettere a disposizione della città le proprie competenze tecniche, di project management e di gestione. L'intervento si articolerà in due fasi: una prima fase di pianificazione, che vedrà il coinvolgimento del Comune e della Soprintendenza e nella quale saranno individuati e descritti i singoli progetti. Successivamente una fase di realizzazione, previa stipula delle convenzioni esecutive, porterà a termine il recupero della Basilica, promuovendo Collemaggio e il contesto culturale e turistico del sito.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- ramo d'azienda "Tanker" da Eni a Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
- ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni ad ACAM Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
- ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA¹³; decorrenza 16 novembre 2005;
- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni a Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" da Eni a Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

[13] In data 30 novembre 2011, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, a Fluxsys Europe BV per un corrispettivo di €31.968.563.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading, sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011 sono stati effettuati interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida", emesse in data 12 gennaio 2012. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa delle Note al bilancio consolidato.

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 da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della Società e da procedure interne. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (divisioni/società) alla Direzione Trading di Eni, mentre la negoziazione dei relativi strumenti finanziari derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping SpA. Gli strumenti finanziari derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo, 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; non sono consentite operazioni in strumenti finanziari derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging): le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning): tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio: tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario: tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore, o di valorizzare sui mercati, le opzionalità di asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione fisica offerta dall'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di dynamic forward trading.

In aggiunta gli strumenti finanziari derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset-based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale o di tipo non-asset-based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" 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, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, 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. 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 una società industriale. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio 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, con riferimento all'esposizione commerciale, e in termini di VaR e di Stop Loss, con riferimento all'esposizione originante da operatività di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole attività di business esposte. Il rischio strategico è il rischio economico collegato a un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. Ad oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, 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 caratterizzati da

elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di 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 impatti: sul risultato economico individuale 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); nonché per effetto della conversione del patrimonio netto delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). 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 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 traslativo delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio delle consociate di Gruppo 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 Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti finanziari derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari 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 tasso di 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 è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Eni utilizza strumenti finanziari 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 finanziari 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 prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti finanziari derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti finanziari derivati negoziati sui circuiti Over the counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari 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 business unit esposte a rischio di prezzo delle commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011); per quanto attiene al rischio di prezzo delle commodity sono riportati i valori di VaR registrati dalla Direzione Trading di Eni (il VaR commodity viene calcolato in euro a seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011).

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

(€ milioni)	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ⁽¹⁾	4,64	0,61	2,02	1,54	7,96	1,00	2,35	1,40
Tasso di cambio	0,59	0,02	0,19	0,07	1,06	0,01	0,14	0,05

[1] I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

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

(€ milioni) ⁽²⁾	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ⁽³⁾	11,64	2,16	5,91	3,89	9,78	0,37	4,30	0,37
Area Gas & Power ⁽⁴⁾	77,75	13,53	42,16	51,55	66,26	30,15	43,67	30,76

[2] A seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011, a partire dall'esercizio 2012, il VaR commodity, precedentemente espresso in dollari, viene calcolato in euro. Per esigenze di confrontabilità, i valori di VaR relativi al 2011 sono stati convertiti al tasso di cambio medio BCE rilevato sullo stesso periodo.

[3] L'area oil, prodotti consiste nella Divisione Refining & Marketing di Eni SpA.

[4] L'area Gas & Power consiste nella Divisione Gas & Power di Eni SpA.

Rischio di credito

Il rischio di 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. Per quanto attiene 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 ed Eni Adfin 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, dalle posizioni in strumenti finanziari derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" 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 finanza operativa nonché dalle divisioni di Eni. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio, la rotazione e la selettività delle controparti finanziarie.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2012 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità¹⁴

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo del 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 livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni mantiene l'accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni negli spread applicati. Le attività poste in essere al fine di conseguire gli obiettivi per il 2012 del "Piano Finanziario"

[14] Le tabelle relative al rischio di liquidità non sono state oggetto di riesposizione ai fini dell'OPI 2 in relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

hanno consentito di affrontare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. La minimizzazione del rischio di liquidità rappresenta una direttrice strategica del prossimo Piano Finanziario quadriennale. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi 2 bond riservati agli investitori istituzionali per €1,75 miliardi a tasso fisso con maturity di circa 8 anni. A novembre, nell'ambito del processo di dismissione della partecipazione in Galp, è stato altresì emesso un bond convertibile in azioni di detta società di €1,028 miliardi a tasso fisso, con durata triennale.

Le policy sono state orientate a perseguire i seguenti obiettivi: (a) garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e il rimborso dei debiti a media/lunga scadenza; (b) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (c) perseguire il mantenimento di una condizione di equilibrio in termini di durata e di composizione del debito; (d) contribuire al mantenimento dell'elevato stock di liquidità riveniente dalle dismissioni avvenute nel corso dell'esercizio, in particolare di Snam. Lo stock di liquidità sarà commisurato in modo da: (i) ridurre il rischio di rifinanziamento ad un anno, rendendo Eni finanziariamente indipendente anche nel caso di scenari di mercato negativi; (ii) incrementare la riserva di liquidità per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari; (iii) modulare la struttura finanziaria in modo da elevarne la flessibilità in un contesto ancora precario e incerto, analogamente alle strategie dei peers, anche al fine di migliorarne l'apprezzamento ai fini del rating. Lo stock di cassa disponibile sarà impiegato essenzialmente a breve termine, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito e di attivi finanziari, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Al 31 dicembre 2012, Eni SpA dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.481 milioni, di cui €1.090 milioni committed gestite direttamente dalla funzione finanza di gruppo. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.927 milioni, risultano 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 tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
31.12.2011							
Passività finanziarie a lungo termine	1.681	2.830	4.930	2.428	2.786	8.118	22.773
Passività finanziarie a breve termine	5.874						5.874
Passività per strumenti derivati	1.058	103	33	136	68	296	1.694
	8.613	2.933	4.963	2.564	2.854	8.414	30.341
Interessi su debiti finanziari	742	677	585	480	418	1.118	4.020
Garanzie finanziarie	323		4				327

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
31.12.2012							
Passività finanziarie a lungo termine	2.321	1.868	3.326	2.045	2.706	6.883	19.149
Passività finanziarie a breve termine	4.750						4.750
Passività per strumenti derivati	732	141	129		30	260	1.292
	7.803	2.009	3.455	2.045	2.736	7.143	25.191
Interessi su debiti finanziari	754	614	523	465	384	952	3.692
Garanzie finanziarie	129						129

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza				
	2012	2013-2016	Oltre	Totale	
31.12.2011					
Debiti commerciali		7.596	8	3	7.607
Altri debiti		1.789			1.789
		9.385	8	3	9.396

(€ milioni)	Anni di scadenza				
	2013	2014-2017	Oltre	Totale	
31.12.2012					
Debiti commerciali		7.765	1	2	7.768
Altri debiti		1.441			1.441
		9.206	1	2	9.209

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 della Divisione 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
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	85	70	48	44	44	107	398
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)		2	7	3	10	3.536	3.558
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	183	94	81	63	83	236	740
Impegni di acquisto:	15.314	14.336	14.474	13.274	12.800	131.167	201.365
- Gas ^(d)							
Take-or-pay	13.515	12.969	13.151	12.049	11.602	127.137	190.423
Ship-or-pay	1.799	1.367	1.323	1.225	1.198	4.030	10.942
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	143	159
Totale	15.586	14.505	14.613	13.387	12.940	135.189	206.220

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(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 a fronte della transazione presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente perché le date di esborso non sono attendibilmente stimabili.

(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

[€ milioni]	Anni di scadenza					Totale
	2013	2014	2015	2016	2017 e oltre	
Impegni per major projects	381	469	671	100	77	1.698
Impegni per altri investimenti	1.326	674	176	152	47	2.375
	1.707	1.143	847	252	124	4.073

Altre informazioni sugli strumenti finanziari ¹⁵

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011			2012		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
Conto economico		Patrimonio netto	Conto economico		Patrimonio netto	
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading ^(a)	359	332		(149)	(412)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	30	(9)	23	(11)	(1)	(80)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita ^(c)				4.782	2.907	141
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	11.435	(79)		13.471	(128)	
- Crediti finanziari ^(e)	18.819	3.512		12.200	3.228	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(f)	(9.844)	(108)		(9.675)	(69)	
- Debiti finanziari ^(e)	(28.914)	(3.884)		(24.289)	(3.583)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €172 milioni di oneri (proventi per €124 milioni nel 2011) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €240 milioni di oneri (proventi per €208 milioni nel 2011).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri Proventi (oneri) operativi".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" e "Discontinued operations".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €111 milioni di oneri (oneri per €99 milioni nel 2011) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €17 milioni di oneri (proventi per €21 milioni nel 2011).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €69 milioni di oneri (oneri per €108 milioni nel 2011).

Valore di mercato degli strumenti finanziari

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:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- 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);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2012 di Eni SpA sono classificati: (i) nel livello 1, le "Partecipazioni - Altre imprese disponibili per la vendita"; (ii) nel livello 2, gli strumenti finanziari derivati compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti", nelle "Altre passività non correnti", cui si rinvia. Nel corso dell'esercizio 2012 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 del Comitato Nazionale Emission Trading Scheme (Minambiente-Mse) – recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 – ha assegnato a Eni permessi di emissione equivalenti a 22,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Nell'esercizio 2012, a fronte di 4,6 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,4 milioni di permessi di emissione. Considerando anche il surplus del 2011, pari a 0,1 milioni, si registra un deficit di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit è stato colmato mediante ricorso al mercato interno Eni.

[15] Le tabelle relative al fair value degli strumenti finanziari non sono state oggetto di riesposizione ai fini dell'OPI 2 in relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

34 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" nella "Relazione sulla gestione".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	45.512	45.623	51.197
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(11)	(11)	(1)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(9)	(9)	1
	45.492	45.603	51.197

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Gas naturale e GPL	17.924	18.035	22.004
Prodotti petroliferi	20.534	20.534	21.217
Energia elettrica e utility	3.677	3.677	4.231
Greggi	1.779	1.779	2.064
Vettoriamento gas su tratte estere	221	221	181
Gestione sviluppo sistemi informatici	100	100	108
Gestione energia	17	17	14
Altre vendite e prestazioni	1.260	1.260	1.378
	45.512	45.623	51.197

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€22.004 milioni) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per €11.634 milioni (29,49 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €8.681 milioni (28,12 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€1.008 milioni).

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€21.217 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€6.477 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€5.532 milioni), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (€3.992 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€2.703 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€2.513 milioni).

I ricavi da energia elettrica e utility (€4.231 milioni) riguardano le vendite a terzi (€3.315 milioni) e a società controllate (€916 milioni), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita greggi (€2.064 milioni) riguardano le vendite a società controllate.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (€181 milioni) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (€108 milioni) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (€14 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (€1.378 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Divisione Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€669 milioni), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€203 milioni), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (€71 milioni) e da acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale rispettivamente da Electrabel Italia e da Gas de France Suez SA (€96 milioni), la vendita di fuel gas a società di trasporto (€41 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€22 milioni) e di trasporto marittimo e controstallie (€14 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€27 milioni) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (€6 milioni).

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

(€ milioni)	2011	2012
Accise	(8.868)	(10.297)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.834)	(2.029)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.643)	(1.453)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(201)	(118)
Ricavi operativi relativi a permuta di greggi	(50)	(51)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(39)	(42)
	(12.635)	(13.990)

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 40 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Locazioni, affitti e noleggi	78	78	73
Proventi per attività in joint venture	63	63	37
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	13	13	18
Altri proventi	124	129	139
	278	283	267

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €73 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi per attività in joint venture di €37 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

35 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	35.626	35.626	40.518
Costi per servizi	7.806	7.895	8.547
Costi per godimento di beni di terzi	525	525	576
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	177	183	493
Variazioni rimanenze	(662)	(662)	(310)
Altri oneri	374	384	459
	43.846	43.951	50.283

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2011	2012
Gas naturale	15.158	19.193
Materie prime, sussidiarie	15.394	15.981
Prodotti	3.187	3.806
Semilavorati	1.714	1.339
Materiali e materie di consumo	477	477
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(281)	(260)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(23)	(18)
	35.626	40.518

I costi per approvvigionamento del gas naturale sono aumentati di €4.035 milioni per effetto principalmente dell'aumento dei volumi di gas acquistati e dell'aumento dei prezzi d'acquisto.

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.674	2.753	3.074
Compensi di lavorazione	897	897	800
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	630	630	784
Progettazione e direzione lavori	774	774	720
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	600	600	720
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	557	557	501
Trasporti e movimentazioni	369	369	416
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	311	314	360
Costi di vendita diversi	333	335	338
Consulenze e prestazioni professionali	332	332	336
Manutenzioni	309	309	265
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	202	202	211
Postali, telefoniche e ponti radio	126	126	141
Servizi di modulazione e stoccaggio	130	130	129
Viaggi, missioni e altri	101	101	110
Altri	818	823	876
	9.163	9.252	9.781
a dedurre:			
Servizi per investimenti	(1.187)	(1.187)	(1.139)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(170)	(170)	(95)
	7.806	7.895	8.547

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €135 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €576 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €260 milioni (€218 milioni al 31 dicembre 2011) e canoni per contratti di leasing operativo per €170 milioni (€131 milioni al 31 dicembre 2011). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €105 milioni. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(€ milioni)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	389	80	67	47	44	44	107
Altri	9	5	3	1			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	398	85	70	48	44	44	107

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €493 milioni sono aumentati di €310 milioni essenzialmente per effetto dei maggiori accantonamenti a fronte dei processi di price revision di contratti di approvvigionamento gas attualmente in corso anche in sede arbitrale. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 28 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €459 milioni riguardano essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€164 milioni); (ii) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti (€111 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal Gestore Servizi Energetici GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€79 milioni).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Salari e stipendi	734	739	714
Oneri sociali	220	222	209
Oneri per benefici ai dipendenti	83	83	87
Costi personale in comando	45	47	47
Altri costi	120	120	32
	1.202	1.211	1.089
a dedurre:			
- proventi relativi al personale	(92)	(92)	(93)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(50)	(50)	(56)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)	(4)
	1.056	1.065	936

Il costo lavoro di €936 milioni è diminuito di €129 milioni a seguito essenzialmente dei minori costi per mobilità ed esodi agevolati, parzialmente compensati dall'aumento dei costi dovuti alla normale dinamica retributiva. Il costo lavoro 2012 comprende l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 a seguito delle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla Legge n. 214/2011 e delle ulteriori disposizioni previste dalla Legge n. 228/2012.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Dirigenti	586	588	575
Quadri	3.889	3.895	3.742
Impiegati	5.768	5.880	5.433
Operai	1.166	1.166	1.141
	11.409	11.529	10.891

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Dal 2009 Eni non ha più deliberato nuovi Piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.

I precedenti Piani di stock option, di cui alcuni tuttora in essere, prevedevano l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti di Eni e delle società controllate (escluse le società quotate) più direttamente responsabili dei risultati aziendali o di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

In particolare, per i Piani 2002-2004¹⁶ e 2005 le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione ("vesting period") e per un periodo massimo di cinque anni ("exercise period"), mentre per il Piano 2006-2008¹⁷ la durata del vesting period e dell'exercise period è rispettivamente di tre anni. Il Piano 2006-2008 prevede inoltre che il numero di opzioni esercitabili al termine del vesting period sia determinato, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione¹⁸.

Seguono le informazioni sull'attività residua dei Piani relativi agli esercizi passati.

[16] Le assegnazioni 2002, 2003 e 2004 del Piano sono giunte a scadenza rispettivamente il 31 luglio 2010, il 31 luglio 2011 e il 29 luglio 2012.

[17] L'assegnazione 2006 del Piano è giunta a scadenza il 27 luglio 2012.

[18] Per maggiori dettagli sulle caratteristiche dei Piani si rinvia ai documenti informativi pubblicati sul sito internet di Eni (eni.com).

Al 31 dicembre 2012 sono in essere n. 8.259.520 opzioni per l'acquisto di n. 8.259.520 azioni ordinarie di Eni prive di indicazione del valore nominale. Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2012	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2012 (€)
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2007	1.707.720	27,451
Assegnazione 2008	3.270.300	22,540
	8.259.520	

Al 31 dicembre 2012 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il Piano 2005, di 7 mesi per il Piano 2007 e di 1 anno e 7 mesi per il Piano 2008. L'evoluzione dei Piani di stock option nel 2012 è costituita dal carry-over dei Piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2010			2011			2012		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941
Diritti esercitati nel periodo	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623	(93.000)	16,576	16,873
Diritti decaduti nel periodo	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474	(3.520.685)	22,233	16,637
Diritti esistenti al 31 dicembre	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457
di cui: esercitabili al 31 dicembre	8.896.125	23,362	16,398	11.863.335	23,101	15,941	8.243.205	23,544	18,457

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di €3,33 per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di €2,98 per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di €2,60 per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2005	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	2,5	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	6	6
Volatilità implicita	(%)	21,0	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,0	4,9	6,1

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €34 milioni per il 2011 e a €30 milioni per il 2012 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012
Salari e stipendi	21	18
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	2	
	34	30

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,2 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €467 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	2011	2012
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	124	(172)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(9)	(1)
	115	(173)

Gli altri oneri operativi netti di €173 milioni (proventi operativi netti di €115 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€172 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power (onere netto di €1 milione).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Ammortamenti:			
- immobili, impianti e macchinari	661	661	724
- attività immateriali	142	143	123
	803	804	847
Svalutazioni:			
- immobili, impianti e macchinari	476	476	278
- attività immateriali	(2)	(2)	1
	474	474	279
	1.277	1.278	1.126

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.126 milioni sono diminuiti di €152 milioni a seguito essenzialmente delle minori svalutazioni di €195 milioni rispetto a quelle dell'esercizio 2011 relative in particolare agli impianti di raffinazione. Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori ammortamenti dei costi di abbandono indotti dalle variazioni delle stime e maggiori ammortamenti dei costi di ricerca esplorativa.

36 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.783	3.784	3.539
Oneri finanziari	(4.247)	(4.247)	(4.010)
	(464)	(463)	(471)
Strumenti finanziari derivati	208	208	(240)
	(256)	(255)	(711)

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

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:			
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(533)	(533)	(640)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(275)	(275)	(214)
Interessi attivi su depositi e c/c	2	2	6
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	78	78	104
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(12)	(12)	(23)
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(11)	(11)	(25)
	(751)	(751)	(792)
Differenze attive (passive) di cambio:			
Differenze attive realizzate	3.210	3.210	3.073
Differenze attive da valutazione	57	57	22
Differenze passive realizzate	(3.251)	(3.251)	(2.847)
Differenze passive da valutazione	(104)	(104)	(37)
	(88)	(88)	211
Altri proventi (oneri) finanziari:			
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(51)	(51)	(70)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	349	349	250
Commissioni per servizi finanziari	51	51	56
Altri proventi	36	37	28
Altri oneri	(40)	(40)	(209)
	345	346	55
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	30	30	55
	(464)	(463)	(471)

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

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

(€ milioni)	2011	2012
Strumenti finanziari derivati su valute	102	(254)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	106	40
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		(26)
	208	(240)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €240 milioni si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

37 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Dividendi	5.238	5.237	6.446
Altri proventi	44	44	5.912
Totale proventi	5.282	5.281	12.358
Svalutazioni e perdite	(943)	(943)	(3.692)
	4.339	4.338	8.666

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Dividendi			
Eni International BV	4.335	4.335	5.257
Eni Petroleum Co Inc			250
Saipem SpA	119	119	133
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	82	82	114
Unión Fenosa Gas SA	148	148	108
Ecofuel SpA	30	30	91
Galp Energia SGPS SA	39	39	83
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	81	81	76
EniPower SpA	67	67	66
Eni Finance International SA	53	53	59
Società Ionica Gas SpA	222	222	53
LNG Shipping SpA	22	22	28
Eni Insurance Ltd			27
Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV)			26
Eni Rete oil&nonoil SpA			23
Eni Hellas SpA	11		
Nuon Belgium NV			12
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE		3	11
Tecnomare SpA	10	10	11
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE		8	6
Altre	19	18	12
	5.238	5.237	6.446
Altri proventi			
Vendita azioni Eni East Africa SpA			3.454
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA			489
Vendita azioni Lusitaniagas Companhia de Gas do Centro Setgas SA			15
Vendita azioni Setgas SA			12
Vendita azioni Eni Gas Transport Deutschland SpA	26	26	
Vendita azioni Promgas SpA	17	17	
Rivalutazione al fair value Galp Energia SGPS SA			1.871
Proventi da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile			65
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile			6
Altre	1	1	
	44	44	5.912
Totale proventi	5.282	5.281	12.358

Per il commento alle operazioni di cessione di Snam SpA, Galp Energia SGPS SA ed Eni East Africa SpA si rinvia alla nota n. 16 - Partecipazioni.

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012
Svalutazioni		
Eni Gas & Power NV (ex Eni Gas & Power SA, incorporata in Distrigas NV)		1.558
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	305	562
Eni East Africa SpA	105	397
Syndial SpA	325	252
Raffineria di Gela SpA		171
Tigáz Zrt		66
Inversora de Gas Cuyana SA	7	53
Eni West Africa SpA		31
Distribuidora de Gas del Centro SA	15	23
leoc SpA	24	22
Distribuidora de Gas Cuyana SA		10
Inversora de Gas del Centro SA		9
Eni Angola SpA	121	
Eni Timor Leste SpA	20	3
Adriaplin Doo		3
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	4	
Altre minori	4	2
Altri oneri		
Accantonamento fondo copertura perdite Raffineria di Gela SpA		485
Oneri per cessione Italgas SpA	11	44
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	2	1
Totale oneri	943	3.692

38 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Imposte correnti:			
- IRES	(75)	(77)	77
- IRAP	(49)	(50)	(17)
Addizionale Legge n. 7/09	(170)	(170)	(250)
	(294)	(297)	(190)
Imposte differite	19	19	(6)
Imposte anticipate	258	259	368
Svalutazione imposte anticipate ^(a)			(866)
	277	278	(504)
	(17)	(19)	(694)

(a) Per il commento alla svalutazione delle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 18 - Attività per imposte anticipate.

Alla data del 31 dicembre 2012 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2007 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA, ad eccezione degli effetti della liquidazione dell'IRES consolidata per il periodo d'imposta 2005 per la società Snamprogetti SpA, già inclusa nel consolidato fiscale.

Le imposte sul reddito comprendono il beneficio di cui all'art. 2 comma 1 del DL n. 201/2011 che prevede la facoltà di chiedere il rimborso per i periodi d'imposta anteriori al 2012, delle maggiori imposte sui redditi IRES versate per effetto della mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato, già riconosciuta per il periodo d'imposta 2012.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 10,06% (0,60% nel 2011). L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(€ milioni)	2011			2012		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte - continuing operations	3.789	38,00%	1.440	6.901	38,00%	2.622
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	763	3,90%	30	-118	3,90%	-5
Aliquota teorica		38,79%			37,93%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-48,18%			-33,72%	
- perdite fiscali società consolidate		-2,83%			-2,75%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		8,51%			-10,90%	
- riliquidazione imposta sostitutiva Legge n. 133/2008		0,15%				
- addizionale IRES Legge n. 7/2009		4,00%			3,64%	
- svalutazione imposte anticipate					12,55%	
- effetto aliquota					2,38%	
- altre variazioni		0,25%			0,93%	
Aliquote effettiva		0,69%			10,06%	

I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" della "Relazione sulla gestione del bilancio consolidato".

39 Discontinued operations

(€ milioni)	2011	2012
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Dividendi	450	331
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Plusvalenze da cessione		1.638
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Proventi da valutazione al fair value		964
Imposte sul reddito	(9)	(62)
	441	2.871

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €1.399 milioni. Il corrispettivo totale di €3.517 milioni è stato incassato per €2.638 milioni entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni è stato incassato il 28 febbraio 2013. L'operazione attua le disposizioni della Legge n. 27/2012 sulle "liberalizzazioni" che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni (cd. "ownership unbundling"; ex D.Lgs. n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") a garanzia della piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia. Inoltre, il DPCM ha stabilito la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di "accelerated bookbuilding" rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri al prezzo unitario di €3,43 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di ulteriori €239 milioni. La partecipazione residua in Snam successiva alla data di perdita del controllo è pari al 20,23% del capitale sociale dell'entità. Tale partecipazione è stata classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa del 15 ottobre di €3,5 per azione che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €964 milioni. Il successivo adeguamento di fair value è stato rilevato a patrimonio netto coerentemente con la classificazione della partecipazione come "disponibile per la vendita" al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€8 milioni), con eccezione di quello relativo a n. 288.683.602 azioni al servizio del prestito obbligazionario convertibile per la quale a seguito dell'esercizio della fair value option è stato rilevato a conto economico.

Le imposte sul reddito di €62 milioni comprendono l'effetto fiscale sulla plusvalenza da cessione a Cassa Depositi e Prestiti di €38 milioni, sulla rivalutazione iniziale al prezzo di borsa osservato alla data di perdita del controllo di €18 milioni e sui dividendi di €6 milioni.

Alla data del 15 ottobre 2012, CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole. Inoltre sia Eni, sia CDP sono soggette al comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto la vendita a CDP si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999. Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo disponibile sul sito internet eni.com.

40 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

[€ milioni]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2011						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.490	21.996	23.364	939		49.789
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.864)	(767)	(223)	(443)		(4.297)
Risultato operativo	1.579	(1.000)	(355)	(465)	(53)	(294)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	15	(9)	45	126		177
Ammortamenti e svalutazioni	520	7	706	44		1.277
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.771	12.018	10.946	9.094	(259)	35.570
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.191	7.996	3.524	1.406		15.117
Investimenti in attività materiali e immateriali	623	40	747	67		1.477
Esercizio 2011 Riesposto						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.490	22.107	23.364	939		49.900
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.864)	(767)	(223)	(443)		(4.297)
Risultato operativo	1.579	(999)	(355)	(465)	(53)	(293)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	15	(3)	45	126		183
Ammortamenti e svalutazioni	520	8	706	44		1.278
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.771	12.198	10.946	9.021		35.936
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.191	8.054	3.524	1.406		15.175
Investimenti in attività materiali e immateriali	623	40	747	67		1.477
Esercizio 2012						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.739	26.316	24.720	965		55.740
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.013)	(547)	(214)	(769)		(4.543)
Risultato operativo	1.742	(1.664)	(894)	(383)	145	(1.054)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(3)	396	85	15		493
Ammortamenti e svalutazioni	620	10	460	36		1.126
Attività direttamente attribuibili ^(b)	4.087	14.297	11.096	10.091		39.571
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.536	8.604	3.730	1.251		16.121
Investimenti in attività materiali e immateriali	592	42	721	104		1.459

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infradivisionali.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infradivisionali sono conseguiti applicando le condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2011							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.218	1.743	2.074	51	153	331	35.570
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.477						1.477
Esercizio 2011 Riesposto							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.584	1.743	2.074	51	153	331	35.936
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.477						1.477
Esercizio 2012							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	34.200	1.482	2.969	32	73	815	39.571
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.459						1.459

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Italia	31.429	31.540	35.277
Altri Paesi dell'Unione Europea	11.226	11.226	12.511
Resto d'Europa	1.446	1.446	1.805
Asia	714	714	980
Americhe	357	357	295
Africa	299	299	311
Altre aree	21	21	18
	45.492	45.603	51.197

41 Rapporti con parti correlate

Nel corso del 2012, Eni ha concluso un'operazione con parti correlate di maggiore rilevanza, come definita dalla procedura interna in materia, in linea con quanto stabilito dal Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, e successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010. Con riferimento a tale operazione avente a oggetto la cessione a Cassa Depositi e Prestiti di una partecipazione pari al 30% meno un'azione del capitale sociale votante di Snam formalizzata il 15 ottobre 2012, Eni ha predisposto il documento informativo, pubblicato in data 6 giugno 2012 (e disponibile sul sito eni.com) redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob, e ai sensi dell'articolo 71 del Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999, come successivamente modificato e integrato. Si rinvia a quanto indicato alla nota n. 16 - Partecipazioni per il commento all'operazione.

Nel corso del 2012 Eni ha concluso un'ulteriore operazione con parti correlate, come definita ai sensi dell'articolo 2427, secondo comma, del Codice Civile, che ha influito in misura rilevante sulla situazione patrimoniale e sui risultati delle società. Con riferimento a tale operazione avente a oggetto la cessione a Società Ionica Gas SpA di una partecipazione pari al 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA si rinvia a quanto indicato alla nota n. 16 - Partecipazioni.

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

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare nel corso del 2012 con la Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) costituita 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. I rapporti con FEEM sono di importo non significativo.

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.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2011

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2011					2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	9				11.754						21	
Agip Karachaganak BV	7				2.675						16	2
Agip Oil Ecuador BV					104							
Altergaz SA	85	1										
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	15			2		80		1	1		
Distrigas NV	1.412	1.220	104	20	13	2.403	34	17	2.318	29		81
Ecofuel SpA	4	22			8	263						3
Eni Administration & Financial Service SpA	30	27			1		127	16		33	4	
Eni AEP Ltd					71							
Eni Angola Exploration BV	3				72						6	
Eni Angola SpA		53			67						46	
Eni Austria GmbH	12								169			
Eni Ceska Republika Sro	4	6		2	50	34			2			
Eni Congo SA	28	3					2			77		
Eni Croatia BV	1	9				83					2	
Eni Deutschland GmbH	175	10		1		125			1.759	3		
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1	1	167	338			1			2		
Eni France Sarl	3	9			51	87			14	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	98								514			
Eni Fuel Nord SpA	119				8				667			
Eni Gas & Power GmbH	65						10		453	13		
Eni Gas Transport Services SA						8	68			7	1	
Eni India Ltd	4				113					3		
Eni Insurance Ltd	1				321		19					
Eni Lasmo Ltd					499							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	48			7	472			120	23	1	
Eni Middle East BV					400							
Eni Norge AS	9	11	5		280	105				15	1	
Eni North Africa BV	8	170			57	502				31	2	
Eni Petroleum Co Inc	15	11			4.596	1	5					
Eni Rete oil&nonoil SpA	18	23				6	8		630	2	4	
Eni Slovenija Doo	12	3			5				112			
Eni Suisse SA	13	3				27	1		173	1		
Eni Timor Leste SpA					88					1		
Eni Trading & Shipping SpA	247	1.282	241	230	882	16.597	175	(4)	2.067	14	4	88
Eni UK Ltd	6	25					20			7	3	
Eni Usa Gas Marketing LIC					1.419							
Eni Zubair SpA	30									57	1	
EniPower Mantova SpA	26	44			5	18	99	1	123	11		
EniPower SpA	99	235	13		33	163	497	9	370	76	11	
EniServizi SpA	30	26			24	1	139	15	20	15	11	
Er Sai Caspian Contractor Llc					136							
First Calgary Petroleums LP					1.171							
Nigerian Agip Oil Co Ltd	43	41			63		12			38		
Polimeri Europa SpA	122	98		1	690	18	4	15	972	75	7	
Polimeri Europa France Sas				1	93			1				

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011					2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Raffineria di Gela SpA	69	121			128	13	576	1	289	9	5	
Saipem America Inc					51							
Saipem Australia Pty Ltd					120							
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			86	36	305				3			
Saipem Contracting Algeria SpA					196							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					304							
Saipem Energy Services SpA	1	92	14	2	10		5	1				1
Saipem Ltd			5	16	82							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			21	5	75							
Saipem SA		8	33	8	684		5					
Saipem SpA	10	87	304	136	3.250		165	2	6	15		
Snam Rete Gas SpA	94	257	216	4	29	12	930	3	84	17	4	
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					83							
Società Adriatica Idrocarburi SpA	15	22			8	127			1	10	1	
Società EniPower Ferrara Srl	35	36			60	108	52		159	22		
Società Ionica Gas SpA	18	48				244			1	16		
Società Italiana per il Gas SpA	43	175	8	1	46		674	14	7	1	1	
Stoccaggi Gas Italia SpA	6		39		7	1	89		145	3		
Syndial SpA	25	57			918		4	77	29	21	3	
Tecnomare SpA	2	43			11		65			1		
Tigáz Zrt				3	273							1
Toscana Energia Clienti SpA	83				1				252	5	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	481		4			415			59		
Altre ^(*)	223	173	25	18	504	91	208	90	365	277	54	
	3.400	4.996	1.281	826	32.903	21.509	4.489	258	11.825	1.082	126	169
Imprese collegate e a controllo congiunto												
ACAM Clienti SpA	14				2		6		60			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		60					43					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.074							
Petromar Lda					57							
Raffineria di Milazzo ScpA	23	31					322		229	8	1	
Trans Austria Gasleitung GmbH						33	160		3	53		
Unión Fenosa Gas SA					58	1			130		1	
Altre ^(*)	84	42			51	22	131		79	20	6	
	121	133			6.242	56	662		501	81	8	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	14	47				5	429		33	82	1	
Gruppo Gestore Servizi Energetici	153	158				615		53	607	10		
Terna SpA	5	26				14	110	23		20		32
Altre imprese a controllo statale ^(*)	63	29				1	35	1	71	12	1	
	235	260				635	574	77	711	124	2	32
	3.756	5.389	1.281	826	39.145	22.200	5.725	335	13.037	1.287	136	201

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

Esercizio 2011 Riesposto

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2011 Riesposto					2011 Riesposto						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	9				11.754					21		
Agip Karachaganak BV	7				2.675					16	2	
Agip Oil Ecuador BV					104							
Altergaz SA	85	1										
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	15			2		80		1	1		
Distrigas NV	1.412	1.220	104	20	13	2.403	34	17	2.318	29		81
Ecofuel SpA	4	22			8	263					3	
Eni Administration & Financial Service SpA	30	27			1		127	16		33	4	
Eni AEP Ltd					71							
Eni Angola Exploration BV	3				72					6		
Eni Angola SpA		53			67					46		
Eni Austria GmbH	12								169			
Eni Ceska Republika Sro	4	6		2	50	34			2			
Eni Congo SA	28	3					2			77		
Eni Croatia BV	1	9				83				2		
Eni Deutschland GmbH	175	10		1		125			1.759	3		
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1	1	167	338			1			2		
Eni France Sarl	3	9			51	87			14	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	98								514			
Eni Fuel Nord SpA	119				8				667			
Eni Gas & Power GmbH	65						10		453	13		
Eni Gas Transport Services SA						8	68			7	1	
Eni India Ltd	4				113					3		
Eni Insurance Ltd	1				321		19					
Eni Lasmo Ltd					499							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	48			7	472			120	23	1	
Eni Middle East BV					400							
Eni Norge AS	9	11	5		280	105				15	1	
Eni North Africa BV	8	170			57	502				31	2	
Eni Petroleum Co Inc	15	11			4.596	1	5					
Eni Rete oil&nonoil SpA	18	23				6	8		630	2	4	
Eni Slovenija Doo	12	3			5				112			
Eni Suisse SA	13	3				27	1		173	1		
Eni Timor Leste SpA					88					1		
Eni Trading & Shipping SpA	247	1.282	241	230	882	16.597	175	(4)	2.067	14	4	88
Eni UK Ltd	6	25					20			7	3	
Eni Usa Gas Marketing LIC					1.419							
Eni Zubair SpA	30									57	1	
EniPower Mantova SpA	26	44			5	18	99	1	123	11		
EniPower SpA	99	235	13		33	163	497	9	370	76	11	
EniServizi SpA	30	26			24	1	139	15	20	15	11	
Er Sai Caspian Contractor Llc					136							
First Calgary Petroleums LP					1.171							
Nigerian Agip Oil Co Ltd	43	41			63		12			38		
Polimeri Europa SpA	122	98		1	690	18	4	15	972	75	7	
Polimeri Europa France Sas				1	93			1				
Raffineria di Gela SpA	69	121			128	13	576	1	289	9	5	

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011 Riesposto					2011 Riesposto							
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity	
Saipem America Inc					51								
Saipem Australia Pty Ltd					120								
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			86	36	305				3				
Saipem Contracting Algeria SpA					196								
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					304								
Saipem Energy Services SpA	1	92	14	2	10		5	1					1
Saipem Ltd			5	16	82								
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			21	5	75								
Saipem SA		8	33	8	684		5						
Saipem SpA	10	87	304	136	3.250		165	2	6	15			
Snam Rete Gas SpA	94	257	216	4	29	12	930	3	84	17	4		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					83								
Società Adriatica Idrocarburi SpA	15	22			8	127			1	10	1		
Società EniPower Ferrara Srl	35	36			60	108	52		159	22			
Società Ionica Gas SpA	18	48				244			1	16			
Società Italiana per il Gas SpA	43	175	8	1	46		674	14	7	1	1		
Stoccaggi Gas Italia SpA	6		39		7	1	89		145	3			
Syndial SpA	25	57			918		4	77	29	21	3		
Tecnomare SpA	2	43			11		65			1			
Tigáz Zrt				3	273								1
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	481		4			415			59			
Altre ^(*)	223	173	25	18	504	92	208	90	366	277	55		
	3.317	4.996	1.281	826	32.902	21.510	4.489	258	11.574	1.077	126		169
Imprese collegate e a controllo congiunto													
ACAM Clienti SpA	14				2		6		60				
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		60					43						
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.074								
Petromar Lda					57								
Raffineria di Milazzo ScpA	23	31					322		229	8	1		
Trans Austria Gasleitung GmbH						33	160		3	53			
Unión Fenosa Gas SA					58	1			130		1		
Altre ^(*)	84	42			51	22	131		79	20	6		
	121	133			6.242	56	662		501	81	8		
Imprese controllate dallo Stato													
Gruppo Enel	14	47				5	429		33	82	1		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	153	158				615		53	607	10			
Terna SpA	5	26				14	110	23		20			32
Altre imprese a controllo statale ^(*)	63	29				1	35	1	71	12	1		
	235	260				635	574	77	711	124	2		32
	3.673	5.389	1.281	826	39.144	22.201	5.725	335	12.786	1.282	136		201

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012					2012						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	10				11.771					13		
Agip Karachaganak BV	11				2.580					13	3	
Agip Oil Ecuador BV					104					3		
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA							56		1	1		
Ecofuel SpA	5	27		2	15	285						2
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	25	16					126	11		33	4	
Eni AEP Ltd					70							
Eni Angola Exploration BV	3				71					4		
Eni Austria GmbH	17	1							169	1		
Eni Ceska Republika Sro		3	1		52	36			2			
Eni Congo SA	25	3					2	1		71		
Eni Croatia BV		9				92				2	1	
Eni Deutschland GmbH	142	10				109			2.064	9		
Eni East Africa SpA	39									59	4	
Eni Finance International SA			89	304						2		
Eni France Sarl	7	9			55	86			27	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	142								729		1	
Eni Fuel Nord SpA	172				13				789		1	
Eni Gas & Power France SA	190	3				41			428		2	
Eni Gas & Power GmbH	292	2					10		850	17		
Eni Gas & Power NV	430	465	7	12	159	2.579	16		2.663	38	1	(94)
Eni India Ltd					100					2		
Eni Insurance Ltd	1	1			300		20					
Eni Lasmo Ltd					490							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	19	54			7	530	4		140	28	1	
Eni Middle East BV					392		1					
Eni Norge AS	14	16	1		295	166		1		22	2	
Eni North Africa BV	14	(98)			56	1.334				14	3	
Eni Petroleum Co Inc	11	11			902		2			15		
Eni Rete oil&nonoil SpA	17	27				6	9		627	2	5	
Eni Slovenija Doo	12				24	1			138			
Eni Suisse SA	28	14				27	1		233	1		
Eni Trading & Shipping SpA	1.788	2.149	247	258	2.797	16.914	179		2.920	20	3	(83)
Eni Usa Gas Marketing LIC	1				1.395							
Eni West Africa SpA					94							
EniPower Mantova SpA	31	41			6	21	100	1	148	11		
EniPower SpA	136	263	13		32	171	580	10	423	80	7	
EniServizi SpA	28	10			25	1	128	16	21	15	6	
Er Sai Caspian Contractor Llc					185							
First Calgary Petroleums LP					1.148							
LNG Shipping SpA	5	6				6		71	3			
Nigerian Agip Oil Co Ltd	53				62							
Polimeri Europa France Sas					94							
Raffineria di Gela SpA	33	35			132	15	441	4	233	10	5	

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012					2012								
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati		
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity		
Saipem America Inc					55									
Saipem Australia Pty Ltd					119									
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			27	60	303				2					
Saipem Contracting Algeria SpA					167									
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					297									
Saipem Ltd		2	7	1	85		6							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae				4	63									
Saipem SA		11	8	17	696		8	1						
Saipem SpA	12	190	43	104	3.316		37	4	5	21				
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA)						63	817		551	8				
Snamprogetti Canada Inc					81									
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					150									
Società Adriatica Idrocarburi SpA	8	15			9	87			1	18	1			
Società EniPower Ferrara Srl	19	52			53	19	122		110	14				
Società Ionica Gas SpA	1	1				232			1	4				
Società Italiana per il Gas SpA							490	2	5	1	1			
Società Oleodotti Meridionali SpA	3	73					12			14				
Stoccaggi Gas Italia SpA						1	71		5	5				
Syndial SpA	25	45			982		10	20	30	28	3			
Tecnomare SpA	3	34			10		76			2	1			
Tigáz Zrt	5		1	3	377				22		1			
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	22	449	5				467			59				
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	166	90	1		807	5	4	2	832	96	5			
Altre ^(*)	264	214	3	5	463	18	163	72	87	395	60			
	4.229	4.253	453	770	31.459	22.845	3.958	216	14.259	1.152	123			(177)
Imprese collegate e a controllo congiunto														
ACAM Clienti SpA	19	1			2				65	1				
Azienda Energia e Servizi Torino SpA							86							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.122									
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	16								75					
InAgip doo	53	7					7		50	1				
Raffineria di Milazzo ScpA	14	8					365	4	218	3	1			
Toscana Energia SpA							86						1	
Unión Fenosa Gas SA					57				120		1			
Altre ^(*)	16	2			42	3	40	1	96	2	6			
	118	18			6.223	3	584	5	624	7	9			
Imprese controllate dallo Stato														
Gruppo Enel	10					4	549		55	83	1			
Gruppo Gestore Servizi Energetici	78	66				627		57	777	18				
Gruppo Snam	129	482			46	13	557	2	102	13				
Terna SpA	5	45				41	125	12		60			17	
Altre imprese a controllo statale ^(*)	40	23			1		39	3	72	2				
	262	616			47	685	1.270	74	1.006	176	1			17
	4.609	4.887	453	770	37.729	23.533	5.812	295	15.889	1.335	133			(160)

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA), Eni Fuel Nord SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, Raffineria di Gela SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA,) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH, Eni Suisse SA, Eni Slovenija Doo). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate in particolare da Italgas SpA e dalla società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (tra le principali Acam Clienti SpA, Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA), Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA, Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Unión Fenosa Gas SA, Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power GmbH, Eni Gas & Power NV, Tigáz Zrt, EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH, da Eni France Sarl, da Eni Ceska Republika Sro e da Eni Suisse sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate (tra le principali Eni Congo SA, Eni East Africa SpA, Eni, Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'anticipo della componente tariffaria corrisposta da Società Oleodotti Meridionali per il miglioramento e il potenziamento delle infrastrutture logistiche esistenti presso la raffineria di Taranto necessarie a fornire i futuri servizi di ricezione, misurazione, stoccaggio e riconsegna del greggio Tempa Rossa presso lo stesso sito;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl e Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- i rapporti verso InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione di un giacimento minerario situato nell'off-shore adriatico;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- il vettoriamento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA e di Toscana Energia SpA con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni: tra le principali, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Eni Adfin SpA (ex Eni Administration and Financial Service SpA) che svolge attività amministrative, finanziarie e di leasing nell'interesse di Eni. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.

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

- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale;

- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, dal Gruppo Snam SpA (sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas), rilevate come imprese controllate dallo Stato a seguito della cessione della quota di controllo a CDP;
- la stipula di contratti derivati su commodity con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2011

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011			2011			Proventi (oneri) su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate							
Eni Administration & Financial Service SpA		161		1			
Eni Angola SpA	80	5			1		
Eni East Africa SpA		57					
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1.707	566	20.546	17	43	(85)	
Eni Finance USA Inc			2.319		1		
Eni Oil do Brasil SA			29				
Eni Trading & Shipping SpA	428	1.343	1.142	2	6	(4)	
Eni Trading & Shipping Inc	10		54				
Ecofuel SpA		55					
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		64		1			
EniPower Mantova SpA	170				4		
EniPower SpA	327	90		1	7	7	
LNG Shipping SpA		317		4			
Polimeri Europa SpA	755	20	10		24	(4)	
Raffineria di Gela SpA	627	21			10		
Saipem Energy Services SpA	516	5			8	16	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Societ Unipessoal, Lda			2			51	
Saipem SpA	898	21	45		55	181	
Serfactoring SpA	238	16			4		
Snam Rete Gas SpA	8.358				189	204	(11)
Società Adriatica Idrocarburi SpA		95					
Società EniPower Ferrara Srl	221	7			6		
Società Italiana per il Gas SpA	1.270				34	7	
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.549				39	42	
Syndial SpA		2.366	39	32	2		
Toscana Energia Clienti SpA	74						
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.148	11			16	(1)	
Altre (*)	347	331	73	6	23	58	
	18.723	5.551	24.259	64	472	472	(11)
Imprese collegate e a controllo congiunto							
Blue Stream Pipeline Co BV			669		6		
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			135				
Altre (*)	64				3		
	124		892		10		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale (*)							
	18.847	5.551	25.151	64	482	472	(11)

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

Esercizio 2011 Riesposto

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011 Riesposto				2011 Riesposto		Proventi (oneri) su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate							
Eni Administration & Financial Service SpA		161		1			
Eni Angola SpA	80	5			1		
Eni East Africa SpA		57					
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1.707	566	20.546	17	43	(85)	
Eni Finance USA Inc			2.319		1		
Eni Oil do Brasil SA			29				
Eni Trading & Shipping SpA	428	1.343	1.142	2	6	(4)	
Eni Trading & Shipping Inc	10		54				
Ecofuel SpA		55					
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		64		1			
EniPower Mantova SpA	170				4		
EniPower SpA	327	90		1	7	7	
LNG Shipping SpA		317		4			
Polimeri Europa SpA	755	20	10		24	(4)	
Raffineria di Gela SpA	627	21			10		
Saipem Energy Services SpA	516	5			8	16	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociad Unipessoal, Lda			2			51	
Saipem SpA	898	21	45		55	181	
Serfactoring SpA	238	16			4		
Snam Rete Gas SpA	8.358				189	204	(11)
Società Adriatica Idrocarburi SpA		95					
Società EniPower Ferrara Srl	221	7			6		
Società Italiana per il Gas SpA	1.270				34	7	
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.549				39	42	
Syndial SpA		2.366	39	32	2		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.148	11			16	(1)	
Altre (*)	347	295	73	6	23	58	
	18.649	5.515	24.259	64	472	472	(11)
Imprese collegate e a controllo congiunto							
Blue Stream Pipeline Co BV			669		6		
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			135				
Altre (*)	64				3		
	124		892		10		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale (*)							
	18.773	5.515	25.151	64	482	472	(11)

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

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012			2012			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Continuing operations							
Imprese controllate							
Ecofuel SpA		108				(1)	
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	4	175					
Eni Angola SpA	149	1			3		
Eni East Africa SpA		91					
Eni Finance International SA	1.106	626	21.317	15	43	1	
Eni Finance Usa Inc			2.274		1		
Eni Gas & Power GmbH		115					
Eni Hewett Ltd			158		1		
Eni Trading & Shipping Inc		9	53				
Eni Trading & Shipping SpA	75	682	1.122	1	4	3	
EniPower Mantova SpA	152				3		
EniPower SpA	273	124			4	5	
LNG Shipping SpA		317					
Raffineria di Gela SpA	575	33			10		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		3	10		1	(81)	
Saipem SpA	2.131	12	36		62	(250)	
Serfactoring SpA	188	12			3		
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA)					130	122	(44)
Società Adriatica Idrocarburi SpA		78					
Società EniPower Ferrara Srl	191	7			5		
Società Ionica Gas SpA	3.470	20			1		3.454
Syndial SpA		2.271	39	35	1		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	1.017	14			13	8	
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	1.438	25	13		34	2	
Altre (*)	302	293	184	7	70	(30)	
	11.071	5.016	25.206	58	389	(221)	3.410
Imprese collegate e a controllo congiunto							
Blue Stream Pipeline Co BV			657		3		
Raffineria di Milazzo ScpA	40		75		2		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			133				
Altre (*)	56				3		
	96		865		8		
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				6		
Gruppo Snam	141						
Altre imprese a controllo statale (*)			21				
	1.024		21		6		
	12.191	5.016	26.092	58	403	(221)	3.410
Discontinued operations							
Imprese controllate dallo stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti							1.399
							1.399
	12.191	5.016	26.092	58	403	(221)	4.809

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

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del Gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato. I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni

(tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo. Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 33 - Garanzie, Impegni e rischi delle presenti Note al bilancio.

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 di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

[€ milioni]	31.12.2011			31.12.2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	19.862	12.056	60,70	22.907	13.922	60,78
Altre Attività correnti	1.396	889	63,68	659	350	53,11
Altre Attività finanziarie	10.412	10.364	99,54	2.784	2.737	98,31
Altre Attività non correnti	2.977	521	17,50	3.095	225	7,27
Passività finanziarie a breve termine	5.874	5.135	87,42	4.750	4.718	99,33
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.024	120	5,93	2.705	1	0,04
Debiti commerciali e altri debiti	9.844	4.902	49,80	9.675	4.428	45,77
Altre passività correnti	1.321	567	42,92	889	509	57,26
Passività finanziarie a lungo termine	21.016	297	1,41	16.834	297	1,76
Altre passività non correnti	2.413	745	30,87	2.187	720	32,92

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

[€ milioni]	2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing operations						
Ricavi della gestione caratteristica	45.492	14.324	31,49	51.197	17.224	33,64
Altri ricavi e proventi	278	59	21,22	267	43	16,10
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	43.846	28.030	63,93	50.283	29.495	58,66
Altri proventi (oneri) operativi	115	202	n.s.	(173)	(160)	n.s.
Proventi finanziari	3.783	483	12,77	3.539	403	11,39
Oneri finanziari	4.247	64	1,51	4.010	58	1,45
Strumenti finanziari derivati	208	472	n.s.	(240)	(221)	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	4.339	(11)	n.s.	8.666	3.410	39,35
Discontinued operations						
Proventi (oneri) su partecipazioni				2.871	1.399	48,73

I principali flussi finanziari con parti correlate¹⁹ sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2011	2012
Ricavi e proventi	15.620	17.801
Costi e oneri	(28.606)	(29.924)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(2.922)	432
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	2.371	(344)
Interessi	344	268
Flusso di cassa netto da attività operativa	(13.193)	(11.767)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(195)	(98)
Disinvestimenti in partecipazioni e titoli		6.986
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	163	8
Variazione crediti finanziari	59	8.994
Flusso di cassa netto da attività di investimento	27	15.890
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	(607)	(1.890)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(607)	(1.890)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(13.773)	2.233

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

(€ milioni)	2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	4.482	(13.193)	n.s.	4.557	(11.767)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(2.742)	27	n.s.	12.701	15.890	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.813)	(607)	n.s.	(11.214)	(1.890)	n.s.

42 Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2012.

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

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

44 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione finanziaria annuale consolidata - Andamento operativo.

[19] Le tabelle relative ai flussi finanziari con parti correlate non sono state oggetto di riesposizione ai fini dell'OPI 2 in relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA e in coerenza con il rendiconto finanziario, il quale non è stato oggetto di riesposizione.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012 di Eni SpA che chiude con l'utile di 9.078.358.525,02 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 9.078.358.525,02 euro, che residua in 7.122.048.121,80 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di 0,54 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 20 settembre 2012, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38 2.603.272.923,40 euro;
 - alla riserva facoltativa 3.391.234.297,34 euro;
 - agli azionisti a titolo di dividendo 0,54 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di 0,54 euro per azione, quanto al residuo utile dell'esercizio e, per quanto necessario, utilizzando la riserva disponibile. Il dividendo relativo all'esercizio 2012 si determina pertanto tra acconto e saldo in 1,08 euro per azione;
- il pagamento del saldo dividendo 2012 di 0,54 euro per azione il 23 maggio 2013, con data di stacco il 20 maggio 2013 e record date il 22 maggio 2013.

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente
Giuseppe Recchi

14 marzo 2013

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. A seguito della emanazione del Sarbanes-Oxley Act, normativa che si applica a Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale di Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Il regolamento è stato successivamente più volte modificato, da ultimo in data 7 aprile 2010, ed è pubblicato nel sito www.eni.com.

Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferisce che:

- a) ha vigilato sulla osservanza della legge e dello Statuto;
- b) ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'art. 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, che sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia.

Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le operazioni poste in essere dalla Società siano conformi alla legge e allo Statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

- c) non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate;
- d) nella riunione del 18 novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha approvato con il parere favorevole, espresso all'unanimità, del Comitato Controllo e Rischi composto da soli membri indipendenti la Management System Guideline (MSG) Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", in applicazione delle disposizioni Consob in materia. Nella riunione del 19 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la prima verifica annuale sulla procedura, come richiesto dalla procedura stessa, che anticipa il termine triennale previsto da Consob, e ha apportato alcune modifiche che tengono conto delle esigenze operative emerse nel primo anno di applicazione. Si segnala altresì che gli amministratori, i sindaci, il Magistrato della Corte dei Conti, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche di Eni SpA hanno fornito espresse dichiarazioni relativamente ad eventuali operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs. n. 58/98 sia direttamente, sia per interposta persona o per il tramite di soggetti a loro riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24. In proposito, ai sensi della definizione di "parte correlata" di cui al Regolamento Consob in materia, non sono stati dichiarati casi di operazioni con parti correlate in relazione ad amministratori, sindaci, dirigenti con responsabilità strategiche e al Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società. Dalle informazioni rese disponibili nel corso dei Consigli di Amministrazione ai sensi di legge, non risulta che gli amministratori abbiano posto in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società.

Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione sulla gestione e nelle note al bilancio di esercizio e consolidato, ha fornito esauritiva illustrazione sulle operazioni poste in essere con società controllate e con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra parti indipendenti per operazioni della stessa natura. In applicazione della normativa interna di riferimento, le operazioni con parti correlate più importanti sono state sottoposte all'esame del Consiglio di Amministrazione e rappresentate nella Relazione sulla gestione. Il Collegio ha seguito in particolare il procedimento adottato per la definizione della cessione di una quota della partecipazione corrispondente al 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA alla Cassa Depositi e Prestiti, vigilando sul rispetto di quanto previsto dalla citata Management System Guideline;

- e) la Società di revisione legale ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato di Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data". Inoltre, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che "la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c, d, f, l, m e al comma 2, lettera b dell'art. 123-bis D.Lgs. 58/98, sono coerenti con il bilancio di esercizio";
- f) la Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna la Relazione ai sensi dell'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/2010;
- g) la Società di revisione legale ha rilasciato in data 20 settembre 2012 il parere di cui all'art. 158 del D.Lgs. n. 58/98, in relazione al disposto dell'art. 2433-bis, comma 5, del c.c. (acconto sui dividendi);
- h) nel corso dell'esercizio è pervenuta una denuncia ai sensi dell'art. 2408 del c.c. datata 20 dicembre 2012 con la quale l'azionista Giorgio Stroppiana invitava il Collegio Sindacale ad indagare in merito alla fatturazione irregolare collegata alle utenze domestiche per la fornitura di luce e gas dell'azionista medesimo. Il Collegio Sindacale sulla base degli approfondimenti condotti giudica adeguate le analisi condotte dalla Società e le azioni poste in essere ai fini della risoluzione dei fatti denunciati;

- i) la clausola 301 del Sarbanes-Oxley Act del 2002 impone all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.

In applicazione di tale disposizione è stata emanata in data 17 gennaio 2013 la procedura "Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero" che sostituisce la Procedura n. 442 del 21 ottobre 2011 e che prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi, anche in forma confidenziale o anonima. Tale procedura fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione di cui costituisce uno degli allegati (Allegato E) e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes-Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa. A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2012 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2012 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 187 fascicoli di segnalazioni (176 nel 2011), di cui n. 95 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno (87 nel 2011). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit, nel corso del 2012 sono stati chiusi n. 185 fascicoli (197 nel 2011), di cui n. 97 (97 nel 2011) afferenti al sistema di controllo interno e 88 (100 nel 2011) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 97 fascicoli afferenti al sistema di controllo interno, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit, è risultato che 21 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (15 nel 2011), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e/o di provvedimenti organizzativi/gestionali nei confronti dei soggetti interessati. In 51 fascicoli (53 nel 2011) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 25 fascicoli (29 nel 2011), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono comunque state intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno.

Al 31 dicembre 2012, restavano aperti n. 100 fascicoli (98 al 31 dicembre 2011), di cui n. 58 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno (52 al 31 dicembre 2011).

Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso da parte dell'Internal Audit, allo stato attuale non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea;

- j) non è a conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

- k) in allegato alle Note del bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob.

Gli "altri servizi" forniti alle società controllate di Eni SpA dalla Società di revisione legale, Reconta Ernst & Young e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del Bilancio di Sostenibilità.

Alla Reconta Ernst & Young non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 17, comma 3, D.Lgs. 39/2010.

Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla Reconta Ernst & Young ai sensi dell'art. 17, comma 9, del D.Lgs. 39/2010 e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e pubblicata sul proprio sito internet;

- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni e dalle società del Gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della Reconta Ernst & Young;

- l) ha rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c.c. ;

- m) ha rilevato che Eni esercita la direzione e coordinamento sulle società controllate, che per le società quotate è limitata da una serie di vincoli ed oneri che limitano l'estensione e l'intensità della direzione e coordinamento, escludendo l'operatività e le decisioni relative all'andamento corrente dell'attività di impresa;

- n) ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri e scambi di documenti con la Società di revisione legale e con i Collegi Sindacali di alcune società controllate, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Anche dall'esame delle relazioni dei Collegi Sindacali (ove esistenti) alle assemblee e delle altre comunicazioni trasmesse dagli stessi, non sono emersi aspetti da segnalare. In particolare, in tale ambito il Collegio ha seguito con particolare attenzione, anche incontrando ripetutamente il Collegio Sindacale della controllata, le verifiche, ancora in corso, relative ai fatti e circostanze connesse al Procedimento aperto dalla Procura della Repubblica di Milano relativamente ad asserite azioni corruttive in Algeria per i quali risultano indagati alcuni amministratori e dipendenti di Saipem SpA, ed Eni SpA, nonché le stesse società. La vicenda è adeguatamente rappresentata nella Relazione sulla gestione;

- o) ha valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del Sistema di Controllo Interno e di gestione dei rischi; (ii) l'esame delle relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa finanziaria prodotta semestralmente in base alla deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2007; (iii) l'esame della Relazione dell'Internal Audit sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi Eni; (iv) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (v) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque

con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti previste dalla Circolare n. 271 del 2 luglio 2007 "Presidio eventi giudiziari", aggiornata con l'Allegato E della Management System Guideline del Processo Legale, emessa il 5 ottobre 2011 e successivamente modificata in data 21 novembre 2012; in merito si segnala che gli eventi e le circostanze di maggior rilievo ricevute in tale ambito sono state oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla Direzione Affari Legali e risultano adeguatamente rappresentate nella Relazione sulla gestione; (vi) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (vii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione legale, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes-Oxley Act, nonché della Relazione dalla medesima rilasciata ai sensi dell'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/2010; (viii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98; (ix) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato. Dall'attività svolta sono emerse situazioni che hanno richiesto interventi correttivi, modifiche e integrazioni del sistema di controllo interno; tuttavia non sono state rilevate situazioni o fatti critici che possono far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di gestione dei rischi di Eni nel suo complesso. Tale giudizio tiene conto delle iniziative avviate o previste dalla Direzione della Società per la razionalizzazione e integrazione di specifiche aree del Sistema di Controllo Interno e di gestione dei rischi, inquadrabili nel generale processo di continuo miglioramento dell'efficacia e efficienza del Sistema stesso perseguito dalla Società;

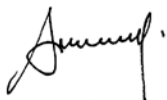
- p) ha preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. Tale attività è illustrata nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza, la cui istituzione e composizione è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2012 ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;
- q) ha tenuto riunioni con i responsabili della Società di revisione legale, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dalla Sarbanes-Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;
- r) ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina di Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 26 aprile 2012 in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana SpA, nella versione di dicembre 2011. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;
- s) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007, aggiornato con le modifiche apportate dalla delibera n. 18214 del 9.05.2012), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnala che – alla data del 31 dicembre 2012 – le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese rilevanti ai fini del sistema Eni di controllo sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2012, il Collegio si è riunito 24 volte (con una presenza media dell'87% dei suoi componenti), ha assistito alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione (con una presenza media dell'84% dei suoi componenti). Inoltre, per il tramite del Presidente o di un suo delegato, e – relativamente a taluni argomenti – nella sua interezza, il Collegio Sindacale ha partecipato a tutte le 20 riunioni del Comitato Controllo e Rischi e alle riunioni degli altri comitati del Consiglio di Amministrazione.

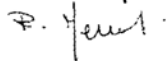
Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2012 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

8 aprile 2013

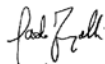
Ugo Marinelli



Roberto Ferranti



Paolo Fumagalli



Renato Righetti



Giorgio Silva



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

1. I sottoscritti Paolo Scaroni 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 d'esercizio nel corso dell'esercizio 2012.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2012 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 d'esercizio al 31 dicembre 2012:
 - 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.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

14 marzo 2013

/firma/ Paolo Scaroni

Paolo Scaroni

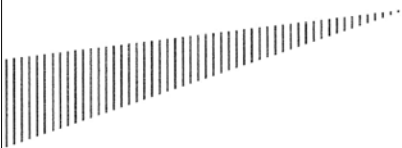
Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



ERNST & YOUNG

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma
Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 32475504
www.ey.com

Relazione della società di revisione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2012. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio d'esercizio presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note esplicative, per effetto dell'intervenuta cessione del controllo nella SNAM S.p.A., gli amministratori, in applicazione delle disposizioni contenute nell'IFRS 5 - "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", hanno ripresentato alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 4 aprile 2012. Inoltre, al fine di rappresentare retroattivamente gli effetti della fusione per incorporazione, avvenuta nell'esercizio 2012, di alcune società interamente controllate, gli amministratori hanno riesposto in una terza colonna lo stato patrimoniale, il conto economico e il prospetto dell'utile complessivo del 2011.

Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2012.

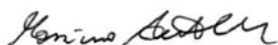
Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2012 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Eni S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.
4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2012.

Roma, 8 aprile 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti tenutasi il 10 maggio 2013 ha assunto le seguenti deliberazioni:

- approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012 di Eni SpA che chiude con l'utile di 9.078.358.525,02 euro;
- attribuzione dell'utile di esercizio di 9.078.358.525,02 euro, che residua in 7.122.048.121,80 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di 0,54 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 20 settembre 2012, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38 2.603.272.923,40 euro;
 - alla riserva facoltativa 3.391.234.297,34 euro;
 - agli azionisti a titolo di dividendo 0,54 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di 0,54 euro per azione, quanto al residuo utile dell'esercizio e, per quanto necessario, utilizzando la riserva disponibile. Il dividendo relativo all'esercizio 2012 si determina pertanto tra acconto e saldo in 1,08 euro per azione;
 - il pagamento del saldo dividendo 2012 di 0,54 euro per azione il 23 maggio 2013, con data di stacco il 20 maggio 2013 e record date il 22 maggio 2013.

Allegati 2012



Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2012

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2012

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni 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 31 dicembre 2012, nonché delle 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, 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 31 dicembre 2012 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	39	213	252						
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	10	40	50	29	77	106			
Valutate con il metodo del costo	4	8	12	6	29	35	6	25	31
Valutate con il metodo del fair value							1	1	2
	14	48	62	35	106	141	7	26	33
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		2	2						
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	20	21			
		2	2	1	20	21			
Totale imprese	53	263	316	36	126	162	7	26	33

[a] Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate superiori al 10% del capitale.

[b] Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi. Maggiori informazioni sono riportate nella nota n. 1 - Criteri di redazione del bilancio consolidato.

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 quelli 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; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3. Al 31 dicembre 2012 Eni controlla 12 società residenti o con filiali (1) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 12 società, 8 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 12 società, 9 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della

Bouygues Offshore SA, delle attività congolese della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc. Eni controlla inoltre 23 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2012 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young. Al 31 dicembre 2012 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 9 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 3 sono soggette a imposizione in Italia 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 dell'effettività dell'attività industriale e commerciale svolta. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. 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 il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA ^(#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,31 69,59	100,00	C.I.

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.000.000	Eni SpA Soc. Ionica Gas SpA	71,43 28,57	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

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

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (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)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm)Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	62.342.955	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd ⁽⁹⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm)Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (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)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Resources Petroleum Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

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

(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

(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.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (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)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe - Noire (Repubblica del Congo)	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni International BV Eni Int. NA NV Sàrl	99,99 [..] [..]	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Limited	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Engineering E&P Limited	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV (ex South Stream BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.

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

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	1.579.800.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PNG Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Polska spółka z ograniczona odpowiedzialnoscia	Varsavia (Polonia)	PLN	3.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SPRL	Kinshasa (Repubblica democratica del Congo)	CDF	10.000.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South Salawati Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad & Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Uganda Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	1.000.000	Eni International BV Eni E&P Holding BV	99,90 0,10		P.N.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	UAH	42.004.757,640	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algeria	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	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)	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara (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)	INR	5.000.200	Hindus. Oil E. Co Ltd	100,00		P.N.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (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)	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)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (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)	EGP	50.000	Tecnomare SpA Soc. Ionica Gas SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

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

(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	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bommole Metano SpA	Roma	EUR	13.580.000,200	Eni SpA	100,00		Co.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA (ex Trans Tunisian Pipeline Co Ltd)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

All'estero

Denominazione	Sede	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)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci Terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	788.579.550	Eni Gas & Power NV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power España SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power France SA (ex Altergaz SA)	Levallois Perret (Francia)	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	99,74 0,26	99,74	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	1.025.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV)	Bruxelles (Belgio)	EUR	413.248.823,140	Eni SpA Eni International BV	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services SA ⁽¹⁰⁾	Lugano (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Power Generation NV	Bruxelles (Belgio)	EUR	5.161.500	Eni SpA Eni Gas & Power NV	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Wind Belgium NV	Bruxelles (Belgio)	EUR	333.000	Eni Gas & Power NV Eni International BV	99,70 0,30	100,00	C.I.
Finpipe GIE	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Eni Gas & Power NV Soci Terzi	63,33 36,67	63,33	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV Eni Gas & Power GmbH Eni Gas & Power NV Trans Tunis. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	52,77	C.I.
Tigáz Tisztántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin SpA Soci Terzi	52,68 ^(a) 0,16 [..] 47,15	52,77	C.I.

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

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 52,77
Eni Adfin SpA [..]
Soci Terzi 47,22

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petroliere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	EUR	21.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni trading&shipping SpA	Roma	EUR	60.036.650	Eni SpA Eni Gas & Power NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	EUR	136.740.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

All'estero

Agip Lubricantes SA (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Eni Austria GmbH	100,00		P.N.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Česká Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Ecuador SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt	Budaors (Ungheria)	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	19.621.665,230	Eni Mineralöhl. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	EUR	34.156.232,060	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.528,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	EUR	36.845.251	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Suisse SA ⁽¹⁰⁾	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni trading&shipping Inc	New Castle (USA)	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA ⁽¹⁰⁾	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

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

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Chimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

In Italia

Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Consorzio Industriale Gas Naturale	San Donato Milanese (MI)	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo Scarl	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	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)	EUR	8.751.500	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.

All'estero

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkorúen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Polimeri Europa GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagner (Francia)	EUR	13.011.904	Versalis SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH ⁽¹²⁾	Eschborn (Germania)	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	395.175	Versalis SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.

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

(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Versalis SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. Zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA (ex Polimeri Europa Benelux SA)	Waterloo (Belgio)	EUR	10.000.000	Versalis SpA Polimeri France SAS	99,99 [..]	100,00	C.I.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	CNY	1.000.000	Eni Chem. Trad. Co Ltd	100,00	100,00	C.I.

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

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem SpA ^(#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 ^(a) 0,45 56,64	43,12	C.I.

In Italia

Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Denuke Scarl	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	55,00 45,00	23,72	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,08	C.I.

All'estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,12	C.I.
Boscongo SA	Pointe Noire (Repubblica del Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 [.]	43,12	C.I.
BOS Investment Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	20.000	Saipem SA	100,00		Co.
BOS-UIE Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	19.998	BOS Invest. Ltd	100,00		
Construction Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Canada Inc	100,00	43,12	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	C.I.
ER SAI Marine Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Global Petroprojects Services AG ⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,12	C.I.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.

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

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

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 43,12
Soci Terzi 56,88

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	679.719.045	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)	43,12	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	141.815.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,12	C.I.
SAGIO Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda (10)	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA CV	99,99 (..)	43,12	C.I.
Saimexicana SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	232.438.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 (..)	43,12	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.805.300	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,90 0,10		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	USD	1.750.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Contracting Algérie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..) (..)	43,12	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV (18)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,23	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	345.081.299	Saipem Intern. BV Soci Terz	99,99 (..)	43,12	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	INR	50.273.400	Saipem SA Saipem Intern. BV	50,27 49,73	43,12	C.I.
Saipem Drilling Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,12	C.I.
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	60,00 40,00	43,12	C.I.

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

(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.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem Ltd	New Malden (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Luxembourg SA ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,12	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd ⁽⁸⁾	Kuala Lumpur (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 ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo (in liquidazione)	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV Saipem Portugal Lda	99,92 0,04 0,04	43,12	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,55	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	120.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Canical (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Qatar Ilc (in liquidazione)	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
Saipem Services México SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,12	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,12	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd ⁽⁸⁾	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,12	C.I.
Saipem UK Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	9.705	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,12	C.I.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad (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)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
Sigurd Rück AG ⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Snamprogetti Canada Inc	Montréal (Canada)	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Saipem Maritime Sàrl	100,00	43,12	C.I.

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

(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.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti Ltd (in liquidazione)	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	9.900	Snamprog.Netherl. BV	100,00	43,12	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,69	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog.Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,12	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog.Netherl. BV	95,00 5,00	43,12	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,12	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA	100,00	43,12	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.

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

Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	EUR	445.534.660,480	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

In Italia

Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Oleodotto del Reno SA ⁽¹⁰⁾	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
--	------------------	-----	-----------	-------------	--------	--	------

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

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,63 0,37	99,63	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	7.749.253,320	Eni SpA	100,00		P.N.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,82	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trad & Ship BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	USD	2.975.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Wilmington (USA)	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Imprese controllate congiuntamente e collegate

Exploration & Production

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd ⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	9.410.938.618	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Artic Russia BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
CARDÓN IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	VEF	12.910.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd ^(†)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
InAgip doo ^(†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co WII	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Llc Astroinvest-Energy	Zinkiv (Ucraina)	UAH	377.930.000	Zagoryanska P BV	100,00		
Llc Industrial Company Gazvydobuvannya	Poltava (Ucraina)	UAH	315.000.000	Pokrovskoe P BV	100,00		
Llc "Westgasinvest" ^(†)	Kolomya (Ucraina)	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
Llc "SeverEnergiya" ^(†)	Mosca (Russia)	RUB	51.224.610.000	Artic Russia BV Soci Terzi	49,00 51,00		
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
DAO "Arctic Gas Co"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	4.900.000	Llc "SeverEnergia"	100,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA	Caracas (Venezuela)	VEF	1.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA	Caracas (Venezuela)	VEF	216.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Pokrovskoe Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	25.715	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (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)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	49,50 50,50		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS ^(†)	Istanbul (Turchia)	TRY	7.500.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecinco Engineering Contractors Llp ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	KZT	29.478.455	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc ^(†)	Houston (USA)	USD	0 ^(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	285.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Zagoryanska Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Zetah Noumbi Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	100	Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

[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.

[a] Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Est Più SpA ^(†)	Gorizia	EUR	7.100.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Est Reti Elettriche SpA ^(†) (ex Est Più Società per Azioni)	Gorizia	EUR	17.450.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
ISOGAS SpA	Gorizia	EUR	2.348.678	Est Più SpA	100,00		
Isontina Reti Gas SpA ^(†)	Gradisca d'Isonzo (GO)	EUR	17.450.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
Mariconsult SpA ^(†)	Milano	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Transmed SpA ^(†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE ^(†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis AeriouThessalonikis AE ^(†)	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	EUR	237.850.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gerecse Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	294.272	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl ⁽²⁰⁾	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
South Stream AG ^{(†)(10)} (in liquidazione)	Zug (Svizzera)	CHF	200.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
South Stream Transport BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	41.198.000	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†)(19)}	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Turul Gázvezeték Építő es Vagyonkezelő Részvénytársaság ^(†)	Tatabánya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(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.

(20) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Infrastructures BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Logroño (Spagna)	EUR	1.060.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA ^(†)	Trieste	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate (MI)	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
PETRA SpA ^(†)	Ravenna	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA ^(†)	Milazzo (ME)	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Venezia Tecnologie SpA ^(†)	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA ⁽¹⁰⁾	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburol SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co.KG ^(†)	Baierbrunn (Germania)	EUR	1.050.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
City Carburol SA ^{(†)(10)}	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd ⁽⁸⁾	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)	EUR	9.846.734,310	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)	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Gilg & Schweiger GmbH ^(†)	Baierbrunn (Germania)	EUR	26.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Rosa GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	2.100.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,80 75,20		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA ⁽¹⁰⁾	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	12.086.744,845	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42		P.N.
Super Octanos CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	4.240.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		Co.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†)	Salisburgo (Austria)	EUR	43.603,700	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(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.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 49,35
Soci Terzi 50,65

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	EUR	5.270.466	Versalis SpA	19,74		P.N.
				Syndial SpA	11,58		
				SEF Srl	10,70		
				Soci Terzi	57,98		
Matrica SpA ^(†)	Porto Torres (SS)	EUR	34.100.000	Versalis SpA	50,00		P.N.
				Soci Terzi	50,00		
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Versalis SpA	37,35		P.N.
				Syndial SpA	4,97		
				Soci Terzi	57,68		

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due ^(‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno ^(‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio F.S.B.	Venezia-Marghera (VE)	EUR	15.000	Saipem SpA Soci Terzi	28,00 72,00		Co.
Consorzio Libya Green Way ^(‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	100.000	Saipem SpA Soci Terzi	26,50 73,50		P.N.
Milano-Brescia-Verona Scarl ^(†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Modena Scarl ^(†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corporation e Servizi Energia Italia SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.000	SEI SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Rodano Consortile Scarl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

All'estero

O2 PEARL Snc ^(†)	Montigny- Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Barber Moss Ship Management AS ^(†)	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII ^(†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
CSC Netherlands BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	300.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Dalia Floater Angola Snc ^(†)	Parigi (Francia)	EUR	0 ^(a)	Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci Terzi	20,00 [.] 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Victoria Island (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(‡) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda ⁽¹⁷⁾	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
ODE North Africa Llc	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Off. Design Eng. Ltd Soci Terzi	99,00 1,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd ^(†)	Kingston-Upon-Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petromar Lda ^{(†)(20)}	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd ^(†) (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc ^(†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Saidel Ltd ^(†)	Victoria Island, Lagos (Nigeria)	NGN	236.650.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipon Snc ^(†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Sairus Llc ^(†)	Krasnodar (Russia)	RUB	83.603.800	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Servicios de Construcciones Caucedo SA ^(†) (in liquidazione)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	49,70 50,30		P.N.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée ^(†)	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd ^(†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc ^(†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda ⁽¹³⁾	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

[13] Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

[17] Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

[20] Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA ⁽¹⁰⁾	Luanda (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)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS SAS ^(†)	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Cengio Sviluppo Scrl (ex Cengio Sviluppo ScpA)	Genova	EUR	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scrl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci Terzi	18,35 2,82 78,83		P.N.

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

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

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

In Italia

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

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Brass LNG Ltd	Lagos State (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	17,00 83,00	Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.237.283.080,570	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	Co.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	Co.
Nigeria LNG Ltd	Rivers State (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
North Caspian Operating Co BV	L'Aja (Paesi Bassi)	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
North Caspian Transportation Manager Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.010	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Petrolera Güiria SA	Caracas (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)	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)	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	Co.

(*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	Roma	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	EUR	10.096	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.196,400	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
Dépôt Pétrolier de la Côte dAzur SAS	Nanterre (Francia)	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	Co.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (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)	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	EUR	181.427	Eni Iberia SLU Soci Terzi	14,96 85,04	Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	EUR	40.020	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	Co.
Turbo Fuel Services Berlin (TSFB) GbR (in liquidazione)	Amburgo (Germania)	EUR	229.886	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

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

(a) Azioni senza valore nominale.

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Novamont SpA	Novara	EUR	11.765.000	Versalis SpA Soci Terzi	15,00 85,00	Co.

(*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci Terzi	10,67 89,33	Co.
Consorzio Sempione	Milano	EUR	300.000	EniServizi SpA Soci Terzi	11,00 89,00	Co.
Emittenti Titoli SpA	Milano	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 ^(a) 0,78 89,22	Co.
Snam SpA^(#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.571.187.994	Eni SpA Snam SpA Soci Terzi	20,23 ^(b) 0,09 79,68	F.V.

All'estero

Galp Energia SGPS SA^(#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	24,34 75,66	F.V.
---	----------------------	-----	-------------	-----------------------	----------------	------

(*) 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 10,08
Soci Terzi 89,92

(b) Quota di Controllo: Eni SpA 20,24
Soci Terzi 79,76

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 14)

Denuke Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Costituzione
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai	Chimica	Rilevanza
Eni East Sepinggan Limited	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni JPDA 11-106 BV (ex South Stream BV)	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Liberia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni Power Generation NV	Bruxelles	Gas & Power	Acquisizione
Eni South Salawati Limited	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Wind Belgium NV	Bruxelles	Gas & Power	Acquisizione
ERSAI Marine Llc	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Nuon Belgium NV	Vilvoorde	Gas & Power	Acquisizione
Professional Training Center Llc	Karakiyán	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Saipem Drilling Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Costituzione
Snam Rete Gas SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai	Chimica	Costituzione

Imprese escluse (n. 26)

Agosta Srl	San Donato Milanese	Exploration & Production	Fusione
BOS Investment Ltd (in liquidazione)	New Malden	Ingegneria & Costruzioni	Irrilevanza
BOS-UIE Ltd (in liquidazione)	New Malden	Ingegneria & Costruzioni	Irrilevanza
Burren Energy (Egypt) Limited	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	Gas & Power	Cessione del controllo
Eni Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna	Refining & Marketing	Irrilevanza
Eni Gas & Power Belgium SA	Bruxelles	Gas & Power	Fusione
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Tunisia BEK BV (in liquidazione)	Amsterdam	Exploration & Production	Cancellazione
Eni UFL Limited (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Yemen Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Cessione del controllo
Medsais SAS (in liquidazione)	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Nuon Belgium NV	Vilvoorde	Gas & Power	Fusione
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
SAIRUS Llc	Krasnodar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snam Rete Gas SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Cessione del controllo
Snam SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Cessione del controllo
Società Italiana per il Gas pA	Torino	Gas & Power	Cessione del controllo
Sonsub AS (in liquidazione)	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Star Gulf FZ Company	Dubai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione a Terzi
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Cessione del controllo
Terminal Portuário do Guarujá SA	Guarujá	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	Gas & Power	Fusione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2012

Adriaplin doo - Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 20 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €1.900.996,94 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €1.000.000, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €2.030.464,12 e portando a nuovo l'utile residuo di €2.836.411,21. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €510.000 in data 29 giugno 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €6.608.036,85, pari al 51% del capitale sociale di €12.956.935.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma

L'Assemblea del 17 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €914.244 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €45.712, la copertura integrale delle perdite pregresse per €262.444 e il riporto a nuovo per €606.088.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €4.000.000.

Agosta Srl - San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €14.136,16 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva straordinaria.

Il Consiglio di Amministrazione di Agosta Srl nell'adunanza del 2 aprile e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 5 aprile 2012 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Agosta Srl nell'Eni.

Il Consiglio di Amministrazione della società il 29 maggio 2012 e di Eni il 30 maggio 2012 hanno approvato la fusione per incorporazione il 30 maggio 2012, con effetto dal primo giorno del mese successivo la data di esecuzione delle iscrizioni dell'atto di fusione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 17 ottobre 2012, con efficacia dell'atto di fusione a decorrere dal 1° novembre 2012. Le operazioni della società incorporata, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2012.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) - Pomezia

L'Assemblea del 20 febbraio 2012 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione che chiude con un utile di €123.126 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in due quote pari al 92,66% del fondo consortile di €125.507.

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 26 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di 8.677.312,06 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.747.507 pesos argentini, pari a 0,01357790714 pesos argentini per azione, e portando a riserva facoltativa per copertura fabbisogni economico-finanziari l'utile residuo di 5.495.939,46 pesos argentini. Eni al 31 dicembre 2012 non ha ancora incassato il dividendo di propria spettanza di 187.929,48 pesos argentini.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €91.223.691 e ha deliberato di distribuire ai soci un dividendo di €91.000.000, pari a €0,91 per azione, riportando a nuovo l'utile residuo. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA) - Roma

L'Assemblea del 23 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €6.744.044,18 e ha deliberato di coprire la perdita unitamente alle perdite portate a nuovo di €231.378,08 mediante l'intero utilizzo della riserva di rivalutazione monetaria Legge n. 576 del 1975 per €5.144.600,15 e il parziale utilizzo per €1.830.822,11 della riserva di rivalutazione monetaria Legge n. 72 del 1983. L'Assemblea straordinaria ha altresì autorizzato la modifica della denominazione sociale da Eni Administration & Financial Service SpA in Eni Adfin SpA con decorrenza 8 maggio 2012. In data 31 maggio 2012 Eni ha acquistato n. 8.400 azioni ordinarie per un corrispettivo di €9.144,50.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 163.880.600 azioni del valore nominale di €0,52 a 163.889.000 azioni, pari al 99,631% del capitale sociale di €85.537.498,8.

Eni Angola SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €124.437.195,61 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future, unitamente alla perdita riportata a nuovo dell'esercizio precedente di €1.118.922,74, per complessivi €125.556.118,35.

In pari data l'Assemblea ha altresì approvato un incremento della riserva copertura perdite future di €70.000.000. In data 27 aprile 2012 Eni ha versato la somma di €70.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €297.689,12 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €14.884,46, pari al 5% dell'utile conseguito, e di €162.212,88 a titolo di reintegro di quanto utilizzato per coprire le perdite precedenti, di distribuire un dividendo di €120.000, pari a €0,03 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €591,78. Eni ha incassato il dividendo in data 21 dicembre 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni East Africa SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €96.049.642,00 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo di pari importo della riserva copertura perdite future. In pari data l'Assemblea ha altresì approvato un incremento della riserva copertura perdite future di €96.000.000. In data 27 aprile 2012 Eni ha versato la somma di €96.000.000.

L'Assemblea del 29 giugno 2012 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 aprile 2012 che chiude con la perdita di €145.288.866,70 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva copertura perdite future per €107.707.470,26, l'azzeramento del capitale sociale di €1.697.440,00 e il versamento in denaro a copertura della perdita residua per €35.883.956,44. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato la ricostituzione del capitale sociale al minimo legale di €120.000 mediante versamento in denaro. In data 29 giugno 2012 Eni ha versato la somma di €36.003.956,44. In pari data l'Assemblea ha approvato l'aumento del capitale sociale da €120.000 a €20.000.000 mediante emissione di n. 19.880.000 azioni ordinarie del valore nominale di €1 per azione. In data 29 giugno 2012 Eni ha versato la somma di €19.880.000. In pari data l'Assemblea ha approvato la costituzione di una riserva copertura perdite future pari a €201.500.000. In data 29 giugno 2012 Eni ha versato la somma di €201.500.000.

L'Assemblea del 20 dicembre 2012 ha approvato l'incremento della riserva copertura perdite future per un ammontare di €66.000.000. In pari data, Eni ha versato la somma di €66.000.000.

L'Assemblea del 20 dicembre 2012 ha altresì approvato un ulteriore incremento della riserva copertura perdite future fino a un massimo di €125.000.000, mediante uno o più versamenti futuri dell'azionista fino alla concorrenza delle perdite previste nei primi tre mesi del 2013.

Il Consiglio di Amministrazione della società in data 21 dicembre 2012 ha preso atto della vendita da parte del socio unico Eni SpA alla Società Ionica Gas SpA di n. 5.714.286 azioni, rappresentante del 28,57143% dell'intero capitale sociale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 1.697.440 azioni del valore nominale di €1 a n. 14.285.714 azioni del valore nominale di €1, pari al 71,42857% del capitale sociale di €20.000.000.

Eni Finance International SA - Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 6 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di \$237.512.289,59 e ne ha deliberato l'attribuzione, a cui si aggiunge l'utile riportato dal precedente esercizio di \$4.872.944,65, alla riserva legale per \$11.875.614,48 e per i restanti \$230.509.619,76 alla riserva utili portati a nuovo.

L'Assemblea del 18 dicembre 2012 ha deliberato di distribuire un dividendo di \$230.000.000. Eni ha incassato il dividendo di proprio spettanza di \$77.310.028 in data 20 dicembre 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 2.000.001 azioni del valore nominale di \$500, pari al 33,61306% del capitale sociale di \$2.975.036.000.

Eni Fuel Centrosud SpA - Roma

L'Assemblea dell'11 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €3.138.410 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di €3.256.950 utilizzando allo scopo parte della riserva distribuibile per €275.460. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza in data 11 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 21.000.000 di azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €21.000.000.

Eni Fuel Nord SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 3 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €1.531.243 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di €1.500.000 utilizzando allo scopo parte della riserva distribuibile per €45.319,15. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza in data 2 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 9.670.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €9.670.000.

Eni Gas & Power Belgium SA - Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con un utile di €265.806.358 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e copertura delle perdite pregresse, di distribuire agli azionisti un dividendo di €25.941.283. Eni ha incassato il dividendo in data 7 settembre 2012 dalla società incorporante Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) quale acconto del dividendo 2012.

L'Assemblea dell'11 maggio 2012 ha deliberato la riduzione del capitale sociale da €4.686.000.000 a €277.747.601 senza annullamento di azioni, in contropartita a riserva di capitale.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni Gas & Power Belgium SA e il Consiglio di Amministrazione di Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) nell'adunanza del 30 maggio 2012 hanno approvato il progetto di fusione inversa della società Eni Gas & Power Belgium SA, interamente controllata da Eni, con successiva estinzione della società (senza liquidazione) nella Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV).

L'Assemblea della società e di Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) hanno approvato la fusione inversa con successiva estinzione della società (senza liquidazione) il 31 luglio 2012 con efficacia giuridica 1° agosto 2012.

In seguito all'operazione di fusione inversa Eni detiene la partecipazione diretta della Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV).

Eni Gas & Power Belgium SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €116.057,01 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni Gas & Power Belgium SpA nell'adunanza del 2 aprile 2012 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 5 aprile 2012 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Eni Gas & Power Belgium SpA in Eni.

Il Consiglio di Amministrazione della società il 29 maggio 2012 e di Eni il 30 maggio 2012 hanno approvato la fusione per incorporazione, con effetto dal primo giorno del mese successivo la data di esecuzione delle iscrizioni dell'atto di fusione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 17 ottobre 2012, con efficacia dell'atto di fusione a decorrere dal 1° novembre 2012. Le operazioni della società incorporata, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2012.

Eni Gas & Power NV - Bruxelles (ex Distrigas NV) (Belgio)

L'Assemblea del 18 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €310.854.460 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In seguito alla fusione inversa della Eni Gas & Power Belgium SA in Distrigas NV con efficacia giuridica il 1° agosto 2012, deliberata dall'Assemblea del 31 luglio 2012, la società è partecipata direttamente da Eni al 100%. L'Assemblea ha altresì deliberato un aumento di capitale sociale di €277.747.601, e l'attribuzione di n. 752.251 azioni a Eni SpA, azionista unico della società incorporata. Contemporaneamente l'Assemblea ha deliberato l'annullamento di n. 702.636 azioni detenute dalla società incorporata e divenute proprie in seguito all'incorporazione inversa, tramite la riduzione delle riserve.

L'Assemblea del 29 ottobre 2012 ha deliberato la fusione per incorporazione della società Nuon Belgium NV in Distrigas NV con efficacia giuridica 1° novembre 2012, e contemporaneamente il cambio di denominazione sociale in Eni Gas & Power NV. L'Assemblea ha altresì deliberato un aumento di capitale sociale di €70.061.500.

La partecipazione nella società, dopo la cessione di n. 1 azione a Eni International BV per il corrispettivo di €5.145,23 in data 21 dicembre 2012, è di n. 792.876 azioni, senza valore nominale, pari al 99,99987% del capitale sociale, variato da €65.439.722,14 al 31 dicembre 2011 a €413.248.823,14.

Eni Hellas SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €10.829.247,22 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €10.287.784,86, pari a €0,069045536 per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 5 giugno 2012.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni Hellas SpA nell'adunanza del 2 aprile 2012 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 5 aprile 2012 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Eni Hellas SpA in Eni.

Il Consiglio di Amministrazione della società il 29 maggio 2012 e di Eni il 30 maggio 2012 hanno approvato la fusione per incorporazione, con effetto dal primo giorno del mese successivo la data di esecuzione delle iscrizioni dell'atto di fusione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 17 ottobre 2012, con efficacia dell'atto di fusione a decorrere dal 1° novembre 2012. Le operazioni della società incorporata, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2012.

Eni Insurance Ltd - Dublino (Irlanda)

L'Assemblea del 3 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €27.530.268 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €27.000.000, pari a €0,27 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €530.268. Eni ha incassato il dividendo in data 10 aprile 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di quote del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €100.000.000.

Eni International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 20 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di \$8.823.464 migliaia e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 28 giugno 2012 ha deliberato di distribuire, in una o più tranche, un dividendo di \$3.800.000 migliaia. Eni ha incassato il dividendo nel periodo settembre-dicembre 2012.

L'Assemblea del 21 dicembre 2012 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di \$3.100.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. Eni ha versato la somma di \$3.100.000 migliaia in data 27 dicembre 2012. L'Assemblea ha altresì deliberato di distribuire un dividendo di \$3.100.000 migliaia. Eni ha incassato il dividendo, in un'unica tranche, il 27 dicembre 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd - Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 26 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di £1.688.562 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99800% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc - Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 26 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di \$586.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Medio Oriente SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €241.590,16 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 6.655.992 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.655.992.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA - Gela

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €113.775.443,14 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €113.724.000, pari a €21,87 per azione e ne ha deliberato il riporto a nuovo per €51.443,14. Eni ha incassato il dividendo il 30 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Petroleum Co Inc - Wilmington (USA)

L'Assemblea del 17 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di \$353.568.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 5 giugno 2012 ha deliberato la distribuzione agli azionisti di un dividendo di \$493.096.000,00 pari a un dividendo di \$157.438,00 per azione. Il dividendo di spettanza Eni, pari a \$314.876.117,50, è stato incassato in quattro tranches nel corso del mese di giugno per un importo pari a \$299.132.311,62, al netto di \$15.743.805,88 per imposte estere.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di \$50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di \$156.600.000.

EniPower SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €69.502.849,60 e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di €66.146.349,43 pari a €0,07 per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di €118.642,31. Eni ha incassato il dividendo in data 30 aprile 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

Eni Power Generation NV - Bruxelles (Belgio)

In data 10 gennaio 2012 Eni ha acquisito da Nuon Energy Sourcing NV il 100% della partecipazione nella Nuon Power Generation Walloon NV, per un importo di €4.513.153,53.

L'Assemblea del 13 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €9.974,28 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 29 ottobre 2012 ha deliberato il cambio di denominazione sociale da Nuon Power Generation Walloon NV a Eni Power Generation NV. La partecipazione nella società, dopo la cessione di n. 1 azione a Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) per il corrispettivo di €10,85 in data 23 luglio 2012, è di n. 516.149 azioni senza valore nominale, pari al 99,99981% del capitale sociale di €516.150.

Eni Rete oil&nonoil SpA - Roma

L'Assemblea del 5 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €23.733.496 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di €22.546.821,20. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 27.480.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €27.480.000.

EniServizi SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €39.174 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva di utili portati a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Eni Timor Leste SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €19.527.544,36 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA - Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €12.303.932,84 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 56.875.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 94,73% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €301.844,17 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'azzeramento del capitale sociale di €200.000 e il versamento in denaro a copertura della perdita residua per €101.844,17.

L'Assemblea del 24 aprile 2012, ha altresì deliberato la ricostituzione all'importo originario di €200.000 mediante versamento in denaro. In pari data, Eni ha versato la somma di €301,844.17.

L'Assemblea del 24 aprile 2012, ha inoltre approvato l'aumento del capitale sociale da €200.000 a €10.000.000, mediante emissione di n. 9.800.000 azioni del valore nominale di €1 per azione. In data 24 aprile Eni ha versato la somma di €9.800.000. In pari data l'Assemblea ha approvato la costituzione di una riserva copertura perdite future pari a €30.000.000. In data 24 aprile Eni ha versato la somma di €30.000.000.

La partecipazione nella società è variata rispetto al 31 dicembre 2011 da n. 200.000 azioni del valore nominale di €1 a n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €711.500,66 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €696.000, pari a €5,80 per azione. L'assemblea ha inoltre deliberato l'attribuzione a riserva legale di €8.000 e per €7.500,66 il riporto a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €695,994 in data 2 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in 119.999 azioni del valore nominale di €1, pari al 99,99999% del capitale sociale di €120.000.

Hotel Assets Ltd (in liquidazione) - Londra (Regno Unito)

La società non ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione. In data 31 marzo 2012 Eni ha ricevuto la somma di €10.617.215,50 a titolo di acconto sul risultato di liquidazione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di £1, pari al 100% del capitale sociale di £44.005.000.

Ieoc SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €23.800.814,13 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo di pari importo della riserva copertura perdite future, unitamente alla perdita riportata a nuovo dell'esercizio precedente di €767,71, per complessivi €23.801.581,84. In pari data l'Assemblea ha approvato l'incremento della riserva copertura perdite future pari a €33.000.000. In data 23 aprile 2012 Eni ha versato la somma di €33.000.000.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 18.331 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €18.331.000.

Immobiliare Est SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €664.556,21 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 150.063 azioni del valore nominale di €51,64, pari al 100% del capitale sociale di €7.749.253,32.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 26 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di 3.967.766,59 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 948.242,32 pesos argentini, pari a 0,1580087849 pesos argentini per azione, e di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 2.821.135,94 pesos argentini. Eni al 31 dicembre 2012 non ha ancora incassato il dividendo di propria spettanza di 720.664,16 pesos argentini.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €29.179.504,03 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €27.717.954 pari a €0,11506 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €2.574,83. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Nuon Belgium NV - Vilvoorde (Belgio)

In data 10 gennaio 2012 Eni ha acquisito da Nuon Sales NV il 100% della partecipazione nella Nuon Belgium NV, per un importo di €209.031.341,03.

L'Assemblea del 13 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €12.854.028,24 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €12.213.392,33 utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di €2.065,50. Eni ha incassato il dividendo in data 15 giugno 2012.

Il Consiglio di Amministrazione di Nuon Belgium NV e il Consiglio di Amministrazione di Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) nell'adunanza del 1°

agosto 2012 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società Nuon Belgium NV, interamente controllata da Eni, nella Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV).

L'Assemblea della società e di Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) hanno approvato la fusione per incorporazione il 29 ottobre 2012 con efficacia giuridica 1° novembre 2012.

In seguito all'operazione di fusione Eni detiene la partecipazione diretta della sola Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV).

Raffineria di Gela SpA - Gela

L'Assemblea del 10 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €8.725.221,09 e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 265.000 azioni del valore nominale di €516, pari al 100% del capitale sociale di €136.740.000.

Saipem SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €519.754.208,79 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €0,70 per le azioni ordinarie e di €0,73 per le azioni di risparmio, pari complessivamente a €307.409.201,67 e portando a nuovo l'utile residuo di €212.345.007,12. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €132.596.314,90 in data 24 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di €1, pari al 42,91315% del capitale sociale di €441.410.900.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €155.657,57 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €7.782,88, pari al 5% dell'utile conseguito, di distribuire un dividendo di €147.360,09, pari a €0,00279 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €514,60. Eni ha incassato il dividendo in data 2 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 52.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €52.817.238.

Servizi Fondo Bombie Metano SpA - Roma

L'Assemblea ordinaria del 16 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €15.794 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di €15.004,30.

L'Assemblea straordinaria del 16 aprile 2012 ha deliberato l'aumento di capitale sociale di €11.500.000,20 mediante l'emissione di n. 22.115.385 azioni del valore nominale di €0,52.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 4.000.000 a n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - San Donato Milanese

L'Assemblea del 26 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €692.728.698,14 e ha deliberato di attribuire l'utile di €354.865.203,84, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di €337.863.494,30 (€0,10 per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 27 luglio 2011) e previo accantonamento alla riserva legale di €34.636.434,91, agli azionisti a titolo di saldo un dividendo pari a €0,14 per azione, utilizzando il residuo utile disponibile di €320.228.768,93 e gli utili relativi ad esercizi precedenti fino a concorrenza dell'importo complessivo del dividendo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €262.656.222,50 in data 24 maggio 2012.

In data 30 maggio 2012, Eni e Cassa Depositi e Prestiti hanno fissato i termini principali della cessione del 30% meno 1 azione del capitale votante di Snam al prezzo di €3,47 per azione per il corrispettivo complessivo di €3.517 milioni. Il contratto di compravendita è stato stipulato in data 15 giugno 2012.

In data 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di n. 178.559.406 azioni, corrispondenti al 5% del capitale sociale della società, attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri, al prezzo di €3,43 per azione per un corrispettivo complessivo di €612.458.762,58.

In data 15 ottobre 2012 Eni ha completato l'operazione di cessione a Cassa Depositi e Prestiti di n. 1.013.619.522 azioni ordinarie, pari al 30% meno un'azione del capitale votante della società per un corrispettivo totale di €3.517.259.741,34, da pagare in tre tranche. Eni ha incassato €1.758.629.870,67 in data 15 ottobre 2012; in data 31 dicembre 2012 ha incassato €879.314.935,34, oltre agli interessi maturati dal 15 ottobre al 31 dicembre 2012. L'incasso della quota residua pari a €879.314.935,33 unitamente ai relativi interessi è avvenuto il 28 febbraio 2013.

Il Consiglio di Amministrazione di Snam SpA nella riunione del 31 luglio 2012 ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo 2012 di €0,10 per azione alle azioni che risultano in circolazione alla data di stacco cedola del 2 ottobre 2012 con messa in pagamento a partire dal 25 ottobre 2012. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €68.393.694,70 in data 25 ottobre 2012.

L'Assemblea Straordinaria degli Azionisti di Snam SpA tenutasi in data 30 luglio 2012 ha deliberato, su proposta del Consiglio di Amministrazione del 4 giugno 2012, l'annullamento di n. 189.549.700 azioni proprie previa eliminazione del valore nominale delle azioni stesse e conseguente modifica dello statuto sociale.

Il capitale sociale al 31 dicembre 2012 risulta costituito da n. 3.381.638.294 azioni (3.571.187.994 al 31 dicembre 2011), a fronte di un controvalore complessivo pari a €3.571.187.994 (parimenti al 31 dicembre 2011).

La partecipazione nella società è variata da n. 1.876.115.875 azioni del valore nominale di €1, pari al 52,535% del capitale sociale, a 638.936.947 azioni, pari al 20,225% del capitale sociale.

Società Adriatica Idrocarburi SpA - S. Giovanni Teatino (CH)

L'Assemblea del 23 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €16.899.409,94 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni per pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in 14.738.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €14.738.000.

Società Ionica Gas SpA - S. Giovanni Teatino (CH)

L'Assemblea del 23 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €53.176.585,32 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €53.025.075, pari a €4,63 per azione, da liberarsi in cinque tranches mensili, e ne ha deliberato il riporto a nuovo per €151.510,32. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-settembre 2012.

Il Consiglio di Amministrazione della società, in data 19 dicembre 2012, ha deliberato l'acquisizione da Eni SpA di n. 5.714.286 azioni, rappresentante il 28,57143% dell'intero capitale sociale di Eni East Africa SpA per un corrispettivo di €3.468.988.297,79.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in 11.452.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €11.452.500.

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €4.095.352,05 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €4.103.050, pari a €1,33 per azione, utilizzando allo scopo la riserva sovrapprezzo azioni per €7.697,95. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €2.872.135 in data 18 maggio 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €81.877,13 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 99,96413% del capitale sociale di €37.980.800.

Syndial SpA - Attività diversificate - San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €318.489.960,85. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire suddetta perdita mediante la riduzione del capitale sociale da €437.578.684,40 a €111.383.665,12 con conseguente riduzione del valore nominale di ciascuna azione da €0,55 a €0,14, imputando la differenza di €7.705.058,43 a riserva indisponibile, quale quota infrazionabile. L'Assemblea ha poi deliberato di aumentare il capitale sociale da €111.383.665,12 a €445.534.660,48 mediante l'emissione di n. 2.386.792.824 azioni del valore nominale di €0,14 per azione, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 3 azioni di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta.

In data 13 aprile 2012, Eni ha sottoscritto n. 2.386.787.205 azioni del valore nominale di €0,14 per azione. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €334.150.208,70.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 795.595.735 azioni del valore nominale di €0,55 a n. 3.182.382.940 azioni del valore nominale di €0,14, pari al 99,99976% del capitale sociale di €445.534.660,48.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia

L'Assemblea del 16 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 della Sviluppo Tecnologie Industriali SpA, incorporata nella Tecnomare SpA con atto di fusione del 1 dicembre 2011 e ha approvato il riporto a nuovo dell'utile di esercizio di €908.130.

L'Assemblea del 16 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 della Tecnomare SpA che chiude con l'utile di €10.957.361,88 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €10.956.000, pari a €27,39 per azione, e ne ha deliberato il riporto a nuovo per €1.361,88. Eni ha incassato il dividendo in data 14 settembre 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

TIGÁZ Tisztántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság - Hajdusoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con una perdita di 7.231.849.251 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Nel corso del 2012 Eni ha acquistato dai soci di minoranza n. 394.404 azioni per un importo di 737.849.600 fiorini ungheresi.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 8.561.485 a n. 8.955.889 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 52,68170% del capitale sociale di 17.000.000.000 fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA - Pistoia

L'Assemblea del 17 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €308.902 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €307.932, pari a €0,0056 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €970. Eni ha incassato il dividendo in data 16 maggio 2012.

Il Consiglio di Amministrazione di Toscana Energia Clienti SpA nell'adunanza del 2 aprile 2012 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 5 aprile 2012 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Toscana Energia Clienti SpA in Eni.

Il Consiglio di Amministrazione della società il 29 maggio 2012 e di Eni il 30 maggio 2012 hanno approvato la fusione per incorporazione, con effetto dal primo giorno del mese successivo la data di esecuzione delle iscrizioni dell'atto di fusione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 17 ottobre 2012, con efficacia dell'atto di fusione a decorrere dal 1° novembre 2012. Le operazioni della società incorporata, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2012.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA (ex Trans Tunisian Pipeline Company Ltd) - San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €76.295.914,76 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €76.296.726, pari a €694,87 per azione, utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo di €1.037,90 e portando a nuovo l'utile residuo di €226,66. Eni ha incassato il dividendo in data 23 aprile 2012.

L'Assemblea del 09 luglio 2012 ha approvato il trasferimento della sede legale della Società da Jersey (Channel Islands) a San Donato Milanese e conseguentemente la modifica della denominazione della Società da Trans Tunisian Pipeline Company Ltd a Trans Tunisian Pipeline Company SpA con efficacia dal 23 novembre 2012, data di iscrizione al Registro delle imprese competente in Milano.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €268.769.540 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea straordinaria del 21 marzo 2012 ha deliberato la modifica della denominazione sociale in Versalis SpA con efficacia dal 5 aprile 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 1.553.400.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €1.553.400.000.

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2012

ACAM Clienti SpA - La Spezia

L'Assemblea del 28 giugno 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con una perdita di €8.636.417,88 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 31 luglio 2012 ha deliberato la copertura della perdita dell'esercizio 2011 attraverso l'utilizzo integrale degli utili portati a nuovo in essere al 31 dicembre 2011 di €1.131.899,17, l'utilizzo integrale delle riserve disponibili in essere al 31 dicembre 2011 di €283.795,39, la riduzione integrale del capitale sociale pari a €7.106.500 con annullamento di n. 710.650 azioni del valore nominale €10 per azione e il versamento in denaro a fondo perduto a copertura delle residue perdite pari a €114.223,32, da parte degli azionisti in proporzione alla propria partecipazione azionaria. Eni ha versato la quota di sua competenza di €55.969,43. L'Assemblea ha altresì deliberato la ricostituzione del capitale sociale sino al minimo legale di €120.000 mediante emissione di n. 12.000 azioni, del valore nominale €10 per azione, senza sovrapprezzo. Eni ha versato la quota di sua competenza €58.800, pari al 49% del capitale sociale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 348.218 azioni a n. 5.880 azioni del valore nominale di €10, pari al 49% del nuovo capitale sociale di €120.000.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 26 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di 16.629.823,15 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.157.000 pesos argentini e di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 11.641.331,99 pesos argentini. Eni al 31 dicembre 2012 non ha ancora incassato il dividendo di propria spettanza di 1.303.219,50 pesos argentini.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Est Reti Elettriche SpA (ex Est Più Società per Azioni) - Gorizia

L'Assemblea del 16 gennaio 2012 ha approvato il progetto di scissione della società Est Più SpA mediante la costituzione delle nuove società per azioni Est Più SpA, con un capitale sociale di €7.100.000 suddiviso in n. 710.000 azioni del valore nominale di €10, a cui ha assegnato il ramo Mercato e Attività di Supporto, e Isontina Reti Gas SpA con un capitale sociale di €17.450.000 suddiviso in n. 1.745.000 azioni del valore nominale di €10, a cui ha assegnato il ramo Distribuzione Gas. L'effetto della scissione è 31 marzo 2012, ultima data delle iscrizioni dell'atto di scissione presso il competente Registro delle imprese. L'Assemblea ha altresì deliberato la riduzione del capitale sociale della società da €42.000.000 a €17.450.000 suddiviso in 1.745.000 azioni del valore nominale di €10 e di modificare la denominazione sociale in Est Reti Elettriche SpA.

L'Assemblea del 20 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con una perdita di €616.043,48 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 2.940.000 azioni a n. 1.221.500 azioni del valore nominale di €10, pari al 70% del nuovo capitale sociale di €17.450.000.

Est Più SpA - Gorizia

La società, costituita in seguito alla scissione parziale proporzionale della società Est Reti Elettriche SpA in data 31 marzo 2012, ha per oggetto sociale prevalente la vendita di energia elettrica e gas naturale.

L'Assemblea del 10 ottobre 2012 ha approvato il progetto di fusione per incorporazione della controllata al 100% Isogas SpA.

La partecipazione nella società è di n. 497.000 azioni del valore nominale di €10, pari al 70% del capitale sociale di €7.100.000.

Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE - Larissa (Grecia)

La società ha per oggetto sociale la distribuzione e la vendita di gas naturale nella regione della Thessalia (Grecia). In seguito alla fusione per incorporazione della Eni Hellas SpA (che possedeva il 49% del suo capitale sociale) in Eni in data 1° novembre 2012, è partecipata direttamente da Eni. L'Assemblea del 22 marzo 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €12.227.919,21 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €11.616.523,26. Il dividendo di spettanza della Eni Hellas SpA, di €5.692.096,40, è stato incassato in data 5 aprile 2012.

La partecipazione nella società è di n. 38.445.008 azioni del valore nominale di €1, pari al 49% del capitale sociale di €78.459.200.

Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE - Ampelokipi-Menemeni (Grecia)

La società ha per oggetto sociale la distribuzione e la vendita di gas naturale nella zona di Salonicco (Grecia). In seguito alla fusione per incorporazione della Eni Hellas SpA (che possedeva il 49% del suo capitale sociale) in Eni in data 1° novembre 2012, è partecipata direttamente da Eni. L'Assemblea del 22 marzo 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €23.623.315,49 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €22.442.149,72. Il dividendo di spettanza della Eni Hellas SpA, di €10.996.653,36, è stato incassato in data 2 aprile 2012.

La partecipazione nella società è di n. 116.546.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 49% del capitale sociale di €237.850.000.

Galp Energia SGPS SA - Lisbona (Portogallo)

L'Assemblea del 7 maggio 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €77.152 migliaia e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €165.850 mila, utilizzando allo scopo la riserva distribuibile per €88.698 migliaia, pari a €0,20 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €55.282 migliaia in data 31 maggio 2012.

In data 20 luglio 2012 Eni ha concluso con Amorim Energia BV l'operazione di cessione di 41.462.532 azioni, al prezzo di €14,25 per azione, pari al 5% del capitale sociale della società. A seguito di tale vendita Eni ha cessato di essere parte del patto parasociale vigente fra le società.

In data 28 agosto 2012 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2012 di €99.510.076, pari a €0,120 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 28.182.493,11 in data 19 novembre 2012 (€28.201.155,48 importo al lordo delle commissioni).

In data 27 novembre 2012 Eni ha finalizzato la cessione di 33.170.025 azioni, corrispondenti al 4% del capitale sociale della società, attraverso una procedura di accelerated bookbuilding presso investitori istituzionali internazionali al prezzo di €11,48 per azione per un corrispettivo complessivo di €380.791.887.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è variata da n. 276.472.161 a n. 201.839.604 azioni del valore nominale di €1, pari al 24,34% del capitale sociale di €829.250.635.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 26 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di 7.923.306 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.312.739,28 pesos argentini e di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 6.214.401,72 pesos argentini. Eni al 31 dicembre 2012 non ha ancora incassato il dividendo di propria spettanza di 328.184,82 pesos argentini. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Isontina Reti Gas SpA - Gradisca d'Isonzo

La società, costituita in seguito alla scissione parziale proporzionale della società Est Reti Elettriche SpA (ex Est Più Società per Azioni) in data 31 marzo 2012, ha per oggetto sociale la distribuzione di gas naturale.

La partecipazione nella società è di n. 1.221.500 azioni del valore nominale di €10, pari al 70% del capitale sociale di €17.450.000.

Mariconsult SpA - Milano

L'Assemblea del 20 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €141.449,53 e ha deliberato di attribuire agli azionisti un dividendo di €140.000, pari a €70 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €1.449,53. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €70.000 in data 6 giugno 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Raffineria di Milazzo ScpA - Milazzo

L'Assemblea del 19 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Seram SpA - Fiumicino

L'Assemblea del 20 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €286.746,86 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di €260.000. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €65.000 in data 12 ottobre 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Setgas SA - Setubal (Portogallo)

L'Assemblea del 28 marzo 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €9.509.031,66 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. In data 31 luglio 2012 Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 21,87083% del capitale sociale, a Galp (GdP – Gas del Portugal) per un corrispettivo di €15.187.667,37.

Transmed SpA - Milano

L'Assemblea del 20 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €8.018.278,20 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea dell'11 settembre 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di \$11.742.371, e ne ha deliberato l'attribuzione a riduzione delle perdite portate a nuovo degli esercizi precedenti.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 10 maggio 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €271.640.958 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva volontaria per €179.558, di attribuire l'utile di €36.049.200, che residua dopo la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di €95.585.000 (€175 per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 27 luglio 2011) e un secondo acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di €139.827.200 (€256 per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2011) agli azionisti a titolo di dividendo, pari a €66 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €18.024.600 in data 16 maggio 2012.

In data 12 dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione della società ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2012 di €180.246.000, pari a €330 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €90.123.000 in data 17 dicembre 2012.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl - Venezia

L'Assemblea del 16 luglio 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con la perdita di €1.596.232 e ne ha deliberato la copertura di pari importo mediante utilizzo di riserve straordinarie.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di €349.440, pari al 2,81537% del capitale sociale di €12.411.876.

Venezia Tecnologie SpA - Porto Marghera (Venezia)

L'Assemblea del 24 aprile 2012 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2011 che chiude con l'utile di €195.329 e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva straordinaria.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2011 è rimasta immutata in n. 75 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 50% del capitale sociale di €150.000.

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2012 (€ migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	6.947
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	627
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi ⁽¹⁾	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	185
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo ⁽²⁾ ii) Rete del revisore della capogruppo ⁽³⁾	i) Società controllate ii) Società controllate	5.732 10.066
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ⁽⁴⁾ ii) Rete del revisore della capogruppo ⁽⁵⁾	i) Società controllate ii) Società controllate	160 492
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 25
Altri servizi ⁽⁶⁾	Revisore della capogruppo Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	119 67
Totale			24.421

(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla Reconta Ernst & Young SpA sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.

(2) Di cui €202 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.

(3) Di cui €729 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.

(4) Di cui €8 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto.

(5) Di cui €205 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto.

(6) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla Reconta Ernst & Young SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del bilancio di sostenibilità.

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 2012:

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

Publicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta

ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998

Annual Report

Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito

presso la US Securities and Exchange Commission

Fact Book (in italiano e in inglese)

Eni in 2012 (in inglese)

Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno

redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998

Interim consolidated report as of June 30

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998

(in italiano e in inglese)

Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi

dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

Sito internet: eni.com

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADRs/Depository

BNY Mellon Shareowner Services

PO Box 358516

Pittsburgh, PA 15252-8516

shrrelations@bnymellon.com

Contatti:

- Institutional Investors/Broker Desk:

UK: Mark Lewis - Tel. +44 (0) 20 7964 6089;

mark.lewis@bnymellon.com

USA: Ravi Davis - Tel. +1 212 815 4245;

ravi.davis@bnymellon.com

Hong Kong: Joe Oakenfold - Tel. +852 2840 9717;

joe.oakenfold@bnymellon.com

- Retail Investors:

Domestic Toll-free - Tel. 1-866-433-0354

International Callers - Tel. +1.201.680.6825

Copertina: Inarea - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Stabilimento Tipografico Ugo Quintily SpA - Roma

Stampato su carta ecologica: Gardapat 13 Kiara - Cartiere del Garda

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



00128