

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
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 relativa 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 accerata, 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 a 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 bonus di firma 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 arbitrari 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
Imposte sul reddito differite	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)
Imposte sul reddito anticipate lorde	(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 accentrato 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), 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 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			Totale
	2012	2013-2016	Oltre	
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			Totale
	2013	2014-2017	Oltre	
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) **Infotunio 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 precedente 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 precedente: 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 precedenti: 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 precedente: 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.

Eestero

(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 a 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 a 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 Brasiliano 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						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	Altri proventi (oneri) operativi
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	31.12.2011			2011					
	Creditie 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	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	
Petrobrel 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