

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Imposte sul reddito differite						
- ammortamenti eccedenti	7.406	736	(354)	(371)	194	7.611
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.161	157	(48)	(63)	93	1.300
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	537	4	(166)	(47)	59	387
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	89	27	(5)			111
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	24	(3)	(7)			14
- altre	1.153	199	(467)	(23)	(4)	858
	10.370	1.120	(1.047)	(504)	342	10.281
Imposte sul reddito anticipate - Lordo						
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.107)	(1.154)	23	80	(188)	(2.346)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.153)	(75)	409	73	(150)	(1.896)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.884)	(572)	730	3	23	(1.700)
- ammortamenti non deducibili	(2.018)	(134)	578	63	(110)	(1.621)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(752)	(642)	161		43	(1.190)
- utili infragruppo	(693)	(5)	93	2	135	(468)
- altre	(1.677)	(457)	298	43	224	(1.569)
	(10.284)	(3.039)	2.292	264	(23)	(10.790)
Fondo svalutazione imposte sul reddito anticipate	1.627	969		(27)	1	2.570
Imposte sul reddito anticipate nette	(8.657)	(2.070)	2.292	237	(22)	(8.220)
Passività nette per imposte differite	1.713	(950)	1.245	(267)	320	2.061

Secondo la normativa fiscale italiana 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 32,2% 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 a un'aliquota media del 33,5% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €7.379 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €6.124 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a imprese italiane per €3.652 milioni e a imprese estere per €3.727 milioni. Le perdite fiscali, di cui è probabile l'utilizzo, ammontano a €6.050 milioni e sono riferite a imprese italiane per €3.505 milioni e a imprese estere per €2.545 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €1.128 milioni e €852 milioni.

Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	271	282
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	13	1
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	1	1
Altri debiti	57	75
Altre passività	1.635	1.345
	1.977	1.704

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)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	42	2.055	420	53	1.075	130
Outright	1	3		36	878	
Interest currency swap				3		74
	43	2.058	420	92	1.953	204
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	65		530	40	50	390
	65		530	40	50	390
Contratti su merci						
Over the counter	89	405	952	23	31	159
Future	1	66	9			
Altri	13		33			
	103	471	994	23	31	159
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	60			127		
	271	2.529	1.944	282	2.034	753

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €282 milioni (€271 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda: (i) per €155 milioni (€198 milioni al 31 dicembre 2012) 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 direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €127 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2012) la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA e Galp Energia SGPS SA, rispettivamente €81 milioni e €46 milioni (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine); (iii) per €13 milioni al 31 dicembre 2012 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 €1 milione (€13 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 14 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2014 è indicato alla nota n. 21 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 26 - Altre passività correnti e n. 14 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 33 - Patrimonio netto e n. 37 - Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €1 milione e €24 milioni (rispettivamente €24 milioni e €223 milioni al 31 dicembre 2012). Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €1.345 milioni (€1.635 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono gli anticipi di €876 milioni (€968 milioni al 31 dicembre 2012) incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica e gli anticipi di €149 milioni (€380 milioni al 31 dicembre 2012) 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.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

32 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel 2013, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €2.296 milioni e €140 milioni, riguardano essenzialmente: (i) il 60% della partecipazione in Artic Russia BV (intera quota posseduta). La partecipazione in Artic Russia BV è stata classificata nella attività destinate alla vendita e valutata al fair value per effetto del venir meno del controllo congiunto in quanto si sono verificate, prima della fine dell'anno, tutte le condizioni sospensive incluse nel Sale Purchase Agreement firmato con Gazprom nel mese di novembre 2013. Il valore di libro della partecipazione di €2.131 milioni comprende la rivalutazione per valutazione al fair value di €1.682 milioni rilevata a conto economico. L'incasso del corrispettivo della vendita è avvenuto nel mese di gennaio 2014. Il fair value è stato determinato sulla base del prezzo di vendita. L'Artic Russia BV possiede il 49% di Severenergia, società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione di idrocarburi nella regione dello Yamal Nenets (Siberia); (ii) asset non strategici del settore Exploration & Production e relative passività associabili (rispettivamente €143 milioni e €140 milioni).

Nel corso del 2013 sono stati ceduti asset non strategici del settore Exploration & Production per un valore di libro di €329 milioni e relative passività associabili di €195 milioni, nonché la partecipazione del settore Refining & Marketing in Super Octanos SA per €52 milioni.

38 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	
	2012	2013	31.12.2012	31.12.2013
Saipem SpA	628	[190]	3.216	2.748
Società EniPower Ferrara Srl	9	9	87	95
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(55)	(10)	65	53
Tigáz Zrt	(47)	(2)	33	
Snam SpA	356			
Altre	(5)	5	97	68
	886	[188]	3.498	2.964

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[16]	[154]
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	144	81
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	[88]	[72]
Altre riserve	292	296
Riserva per differenze cambio da conversione	942	[698]
Azioni proprie	[201]	[201]
Utili relativi a esercizi precedenti	40.988	44.626
Acconto sul dividendo	(1.956)	(1.993)
Utile dell'esercizio	7.790	5.160
	59.060	58.210

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2013, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2012).

Il 10 maggio 2013 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,54 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 23 maggio 2013, con data di stacco cedola il 20 maggio 2013 e record date il 22 maggio 2013. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2012 ammonta perciò a €1,08; (ii) la revoca, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, dell'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea del 16 luglio 2012; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni, a un corrispettivo non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione aumentato del 5% e comunque fino all'ammontare complessivo di €6 miliardi secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare saranno determinati considerando il numero e l'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

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 (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) comprende il valore di libro delle azioni proprie acquistate di €201 milioni.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati Cash Flow Hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

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

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2011	77	(28)	49	(9)	1	(8)				68	(27)	41
Variazione dell'esercizio 2012	(24)	9	(15)	157	(5)	152	(138)	50	(88)	(5)	54	49
Differenze cambio												
Utilizzo a conto economico	(78)	28	(50)							(78)	28	(50)
Riserva al 31 dicembre 2012	(25)	9	(16)	148	(4)	144	(138)	50	(88)	(15)	55	40
Variazione dell'esercizio 2013	(301)	93	(208)	9		9	55	(38)	17	(237)	55	(182)
Differenze cambio							(2)	1	(1)	(2)	1	(1)
Utilizzo a conto economico	102	(32)	70	(74)	2	(72)				28	(30)	(2)
Riserva al 31 dicembre 2013	(224)	70	(154)	83	(2)	81	(85)	13	(72)	(226)	81	(145)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita di €81 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2012), al netto dell'effetto fiscale, è riferita alla valutazione al fair value della partecipazione Galp Energia SGPS SA per €76 milioni (Galp Energia SGPS SA per €130 milioni e Snam SpA per €8 milioni al 31 dicembre 2012) e di titoli per €5 milioni (€6 milioni al 31 dicembre 2012). La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti negativa per €72 milioni (negativa per €88 milioni al 31 dicembre 2012), al netto dell'effetto fiscale, è riferita per €2 milioni negativi (€1 milione negativo al 31 dicembre 2012) alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve di €296 milioni (€292 milioni al 31 dicembre 2012) 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 2012);
- per €157 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €5 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 47,60% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (€1 milione al 31 dicembre 2012);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,93% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- negative per €7 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (stesso ammontare al 31 dicembre 2012).

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 (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) e sono rappresentate da n. 11.388.287 azioni ordinarie Eni (stesso numero al 31 dicembre 2012) possedute da Eni SpA. Le azioni proprie per €53 milioni (€161 milioni al 31 dicembre 2012), rappresentate da n. 2.980.725 azioni ordinarie (n. 8.259.520 azioni ordinarie al 31 dicembre 2012), sono al servizio di piani di stock option residuali. Il decremento di n. 5.278.795 azioni riflette la decadenza dei diritti sottostanti.

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota n. 37 - Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di €1.993 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione deliberato il 19 settembre 2013 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 26 settembre 2013.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2013 comprende riserve distribuibili per circa €47.300 milioni.

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

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2012	2013	31.12.2012	31.12.2013
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	9.078	4.410	40.537	40.733
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	261	1.457	21.576	21.546
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(2.683)	(499)	1.503	324
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	1.222	(174)	711	605
- eliminazione di utili infragruppo	638	219	(2.652)	(2.369)
- imposte sul reddito differite e anticipate	160	(444)	873	323
- altre rettifiche		3	10	12
	8.676	4.972	62.558	61.174
Interessenze di terzi	(886)	188	(3.498)	(2.964)
Come da bilancio consolidato	7.790	5.160	59.060	58.210

Altre informazioni**Principali acquisizioni****ASA Trade SpA**

Nel mese di marzo 2013 Eni ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale sociale della società ASA Trade SpA che commercializza gas in Toscana. L'allocazione del valore complessivo di €29 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Di seguito i valori di bilancio ante e post allocazione del prezzo di acquisto.

(€ milioni)	ASA Trade SpA	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	27	27
Goodwill		24
Altre attività non correnti	3	3
Attività acquisite	30	54
Passività correnti	25	25
Passività acquisite	25	25
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	5	29

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2011	2012	2013
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti		108	51
Attività non correnti	122	171	39
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		46	(12)
Passività correnti e non correnti	(4)	(99)	(36)
Effetto netto degli investimenti	118	226	42
Interessenza di terzi	(3)		
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo			(8)
Totale prezzo di acquisto	115	226	34
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		(48)	(9)
Flusso di cassa degli investimenti	115	178	25
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	618	2.112	61
Attività non correnti	136	18.740	50
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	257	(12.443)	16
Passività correnti e non correnti	(662)	(4.123)	(77)
Effetto netto dei disinvestimenti	349	4.286	50
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(943)	
Plusvalenza per disinvestimenti	727	2.021	3.359
Interessenze di terzi	(5)	(1.840)	(8)
Totale prezzo di vendita	1.071	3.524	3.401
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(65)	(3)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.006	3.521	3.401

I disinvestimenti del 2013 riguardano: (i) la cessione del 28,57% di Eni East Africa SpA a China National Petroleum Corporation (CNPC) per il corrispettivo di €3.386 milioni. CNPC, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, acquisisce indirettamente una quota del 20% dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico; (ii) la cessione dell'intera quota posseduta (63,33%) di Finpipe GIE, proprietaria della rete di trasporto gas belga concessa in locazione alla società belga Fluxys, per il corrispettivo di €15 milioni.

95 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		11.350	11.350		11.961	11.961
Imprese controllate non consolidate		161	161		160	160
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.208	892	7.100	6.274	223	6.497
Altri	2	289	291	2	174	176
	6.210	12.692	18.902	6.276	12.518	18.794

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di €11.961 milioni (€11.350 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €7.858 milioni (€7.511 milioni al 31 dicembre 2012), di cui €4.920 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€5.491 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.408 milioni (€1.370 milioni al 31 dicembre 2012); (iii) rischi assicurativi per €293 milioni che Eni ha riassicurato (€298 milioni al 31 dicembre 2012).

L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €11.781 milioni (€11.266 milioni al 31 dicembre 2012).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €160 milioni (€161 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €147 milioni (€154 milioni al 31 dicembre 2012).

L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €29 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2012).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di €6.497 milioni (€7.100 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso importo al 31 dicembre 2012) 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) Uho; 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 €253 milioni (€828 milioni al 31 dicembre 2012); la garanzia relativa 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 (€657 milioni al 31 dicembre 2012) è stata estinta; (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €62 milioni (€91 milioni al 31 dicembre 2012).

L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €382 milioni (€456 milioni al 31 dicembre 2012).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €176 milioni (€291 milioni al 31 dicembre 2012) 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 (€147 milioni). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €147 milioni (€159 milioni al 31 dicembre 2012); (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 (stesso ammontare al 31 dicembre 2012). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €162 milioni (€278 milioni al 31 dicembre 2012).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Impegni	16.247	14.200
Rischi	431	377
	16.678	14.577

Gli impegni di €14.200 milioni (€16.247 milioni al 31 dicembre 2012) 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 €9.804 milioni (€11.260 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale è stimato in €2.228 milioni (€2.613 milioni al 31 dicembre 2012) 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 (fino al 2031). L'impegno contrattuale

previsto è stimato per un ammontare di €1.059 milioni (€1.167 milioni al 31 dicembre 2012) 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 del Gruppo Semptra 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 €852 milioni (€946 milioni al 31 dicembre 2012) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo “Rischio di liquidità”. Nel febbraio 2014 Semptra ha ottenuto l'autorizzazione per l'export di GNL da parte delle competenti autorità statunitensi ed è in attesa di ottenere l'autorizzazione per la riconversione del terminale in impianto di liquefazione. Tale sviluppo potrebbe portare alla risoluzione anticipata del contratto di rigassificazione riducendo in misura significativa gli impegni futuri di acquisto previsti dal contratto originario; (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 €138 milioni (€139 milioni al 31 dicembre 2012); 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 per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €90 milioni (€100 milioni al 31 dicembre 2012) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo “Rischio di liquidità”.

I rischi di €377 milioni (€431 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €90 milioni (€123 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €287 milioni (€308 milioni al 31 dicembre 2012).

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 era 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 a 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

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 di Indirizzo 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 Hedging 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 di indirizzo” e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, 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. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). Eni Trading & Shipping e Eni SpA svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF) o sedi simili e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping e Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indiretta-

mente collegata agli asset industriali coperti e effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. Considerato che il trading proprietario è segregato ex ante dalle altre attività, la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, 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 di indirizzo" 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 e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Anche a seguito della liquidità riveniente dalla cessione del Gruppo Snam, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario in quanto a salvaguardia del capitale, disponibilità della liquidità e ottimizzazione del rendimento della liquidità strategica. L'attività di gestione della liquidità strategica ha determinato per Eni una nuova tipologia di rischio di mercato, il rischio di prezzo della liquidità strategica: tale fattispecie di rischio è riconducibile all'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

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

Rischio di 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 di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di 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

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

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

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) 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 ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di prezzo della liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garanzia di flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) mantenimento/miglioramento dell'attuale classe di rating attraverso il rafforzamento della struttura patrimoniale e la contestuale disponibilità di una riserva di liquidità che consentano di soddisfare i requisiti delle agenzie di rating.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia della simulazione storica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione ha avuto inizio nel secondo semestre 2013.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2013 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2012) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione) e a quello della liquidità strategica.

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

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ⁽¹⁾	8,69	1,41	3,13	1,88	3,67	1,49	2,07	2,15
Tasso di cambio ⁽¹⁾	1,31	0,12	0,44	0,19	0,37	0,07	0,14	0,24

(1) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti Strutture di Finanza Operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International, Banque Eni ed Eni Finance USA.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

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

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ⁽¹⁾	84,20	35,65	59,61	40,99	108,13	36,59	59,92	66,44
Trading ⁽²⁾	5,88	1,11	2,80	1,24	7,50	1,36	4,11	2,93

(1) Il perimetro consiste nella Direzione Midstream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading & Shipping BV (Amsterdam) e consociate estere delle Divisioni operative.

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

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ⁽¹⁾					1,07	0,32	0,89	0,92

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

Rischio di credito

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

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali 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, livello percentuale minimo del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio/lungo termine, e di livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari più linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel Piano Finanziario (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, ritardi nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni. Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito, nonché l'accesso tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; al 31 dicembre 2013 il programma risulta utilizzato per €13,7 miliardi.

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, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. 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, rendendone più probabile un declassamento del rating nonché di quello delle obbligazioni o di altri strumenti di debito da essa emessi. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo

con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel 2013 sono stati emessi complessivamente bond per €4,3 miliardi, di cui €3,1 miliardi di EMTN e €1,2 miliardi di prestito obbligazionario convertibile in azioni Snam.

Al 31 dicembre 2013, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €14,3 miliardi di cui €2,1 miliardi committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €4,7 miliardi, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

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

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

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
31.12.2013							
Passività finanziarie a lungo termine	1.757	3.713	3.224	2.951	1.406	9.841	22.892
Passività finanziarie a breve termine	2.742						2.742
Passività per strumenti derivati	996	243	1	5		34	1.279
	5.495	3.956	3.225	2.956	1.406	9.875	26.913
Interessi su debiti finanziari	821	712	651	558	430	1.698	4.870
Garanzie finanziarie	254						254

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2013	2014-2017	Oltre	
31.12.2012				
Debiti commerciali		14.993		14.993
Altri debiti e anticipi		8.588	19	8.645
		23.581	19	23.638

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2014	2015-2018	Oltre	
31.12.2013				
Debiti commerciali		15.529		15.529
Altri debiti e anticipi		8.069	57	8.144
		23.598	57	23.673

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	706	423	335	263	191	349	2.267
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	214	162	206	304	331	13.125	14.342
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	279	329	246	126	114	622	1.716
Impegni di acquisto ^(d)	21.304	20.307	17.947	16.437	15.508	150.867	242.370
- Gas							
Take-or-pay	18.228	18.724	16.427	14.967	14.277	143.912	226.535
Ship or pay	1.903	1.322	1.272	1.232	998	5.037	11.764
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	130	125	118	109	104	480	1.066
- Altri impegni di acquisto ^(e)	1.043	136	130	129	129	1.438	3.005
Altri Impegni	3	3	3	3	3	123	138
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	3	123	138
	22.506	21.224	18.737	17.133	16.147	165.086	260.833

(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 (€1.109 milioni) a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili.

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

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.911 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €53,8 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2014	2015	2016	2017	Oltre	
Impegni per major projects	5.697	5.246	4.908	3.224	17.709	36.784
Impegni per altri investimenti	7.555	4.902	2.865	1.705	865	17.892
	13.252	10.148	7.773	4.929	18.574	54.676

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2012			2013		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)				5.004	4	
- Strumenti derivati non di copertura ^(b)	183	(395)		(22)	(180)	
- Strumenti derivati di trading ^(b)	3	(13)		(61)	(8)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	69	1		80	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	235	8	16	235	7	(1)
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni non correnti ^(c)	4.782	4.717	141	2.770	456	(64)
- Partecipazioni non correnti destinate alla vendita ^(c)				2.131	1.702	
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	28.039	(54)		28.799	(277)	
- Crediti finanziari ^(a)	2.981	70		2.141	11	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	23.638	104		23.673	28	
- Debiti finanziari ^(a)	24.463	(831)		25.879	(845)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura ^(f)	(17)	(290)		(202)	(501)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €96 milioni di oneri (oneri per €157 milioni nel 2012) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €92 milioni di oneri (oneri per €251 milioni nel 2012).

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €2.158 milioni di proventi (proventi per €1.247 milioni nel 2012). Nel 2012 vi erano effetti a conto economico rilevati 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 €311 milioni di oneri (oneri per €25 milioni nel 2012) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €34 milioni di proventi (oneri per €29 milioni nel 2012) (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 €526 milioni di oneri (oneri per €289 milioni nel 2012) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €25 milioni di proventi (oneri per €1 milione nel 2012) (componente time value).

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

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

	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
(€ milioni)			
31.12.2012			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	29.853	1.106	28.747
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.687	1.106	23.581
31.12.2013			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	30.468	1.395	29.073
Altre attività correnti	1.620	295	1.325
Altre attività non correnti	3.718	35	3.683
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.993	1.395	23.598
Altre passività correnti	1.752	304	1.448
Altre passività non correnti	1.730	26	1.704

La compensazione di attività e passività finanziarie di €1.725 milioni (€1.106 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda per €1.084 milioni (€1.047 milioni al 31 dicembre 2012) la compensazione di crediti e debiti del settore Exploration & Production verso Enti di Stato.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Note al bilancio

Informazioni sulla valutazione al fair value

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

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

In relazione a quanto sopra, gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2013 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Attività finanziarie quotate destinate al trading", le "Attività finanziarie disponibili per la vendita", le "Rimanenze - Certificati e diritti di emissione", gli "Strumenti finanziari derivati - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, le "Attività finanziarie non quotate destinate al trading", gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2013 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	31.12.2012		31.12.2013	
		Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:					
Attività finanziarie quotate destinate al trading	[8]			4.461	
Attività finanziarie non quotate destinate al trading	[8]				543
Attività finanziarie disponibili per la vendita	[9]	235		235	
Rimanenze - Certificati e diritti di emissione	[11]	19		22	
Strumenti finanziari derivati - Future	[14]	26		64	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[14]		31		14
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	[14]		890		654
Attività non correnti:					
Altre partecipazioni valutate al fair value	[18]	4.782		2.770	
Altre partecipazioni valutate al fair value destinate alla vendita	[32]				2.131
Strumenti finanziari derivati - Future	[21]	5			
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[21]		2		6
Strumenti finanziari derivati non di copertura	[21]		424		256
Passività correnti:					
Strumenti finanziari derivati - Future	[26]	12		12	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[26]		32		213
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	[26]		881		771
Passività non correnti:					
Strumenti finanziari derivati - Future	[31]	1			
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[31]		13		1
Strumenti finanziari derivati non di copertura	[31]		270		282

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. Contenziosi in materia di salute sicurezza e ambiente di natura penale**

- (i) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta - Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** In data 11 maggio 2010, è stato notificato a Eni SpA, a otto dipendenti della Società, nonché a 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 a 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".

Si è in attesa della fissazione della prima udienza di appello a seguito dell'impugnativa proposta dal Pubblico Ministero.

- (ii) **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 succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti e terminato il loro esame, gli atti sono stati restituiti alla Procura della Repubblica di Crotone per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio.

- (iii) **Eni Divisione Gas & Power - Sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola un procedimento penale avente a 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). Marzotto SpA a seguito di accordo transattivo con Eni ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili a eccezione degli enti territoriali. Il procedimento continua in dibattimento.

- (iv) **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. È stato notificato avviso di conclusione indagini e si è in attesa della richiesta di rinvio a giudizio da parte della Procura di Sassari.

- (v) **Syndial SpA - Ente procedente Procura della Repubblica presso il Tribunale di Gela.** Pende innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale 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 a 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. Il giudizio, in fase di indagini preliminari, prosegue con incidente probatorio.

- (vi) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria - Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo Stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro.

I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la società e i dipendenti di Eni. Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato a 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.

- (vii) **Syndial SpA - procedimento amianto Ravenna.** È pendente dinanzi al Tribunale di Ravenna un procedimento penale avente a oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial SpA nella causazione di morti e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991.

Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo (589 c.p.), disastro ambientale (534 c.p.). Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente e altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Il 6 febbraio 2014, a esito dell'udienza preliminare, il GUP di Ravenna ha disposto con decreto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati riconoscendo invece la prescrizione solo alcune ipotesi di lesioni colpose. Il procedimento prosegue nella fase dibattimentale.

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

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