

23 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti pari a zero al 31 dicembre 2011 si riducono di 75 milioni di euro in relazione al pagamento della terza rata dell'imposta sostitutiva ex Legge 133/2008 e dell'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

24 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Accise e imposte di consumo	814	933
Royalty su idrocarburi estratti	167	216
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	28	27
IVA	75	31
Altre imposte e tasse	2	6
	1.086	1.213

25 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	699	939
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	28	119
Altre passività	253	263
	980	1.321

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010		31.12.2011	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	94	4.281	93	2.977
Currency swap	256	11.395	625	17.513
Interest currency swap	18	116	23	
	368	15.792	741	20.490
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	12	1.504	10	2.620
	12	1.504	10	2.620
Contratti su merci				
Over The Counter	88	884	188	2.242
Altri	231	782		
	319	1.666	188	2.242
	699	18.962	939	25.352

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 939 milioni di euro (699 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 915 milioni di euro 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 24 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, essenzialmente su operazioni in commodity, di 119 milioni di euro è riferito alla Divisione Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2012 è indicato alla nota n. 11 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 - Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di 263 milioni di euro comprendono principalmente la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (v. nota n. 29 - "Altre passività non correnti").

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:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.514	294	6.808	7.849	1.593	9.442
Obbligazioni	11.526	262	11.788	12.862	311	13.173
Altri finanziatori, di cui:	298	2	300	305	120	425
- imprese controllate	287	2	289	297	120	417
- altri	11		11	8		8
	18.338	558	18.896	21.016	2.024	23.040

I debiti verso banche di 9.442 milioni di euro comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per 4.100 milioni di euro (1.800 al 31 dicembre 2010). Gli altri finanziatori di 417 milioni di euro riguardano per 415 milioni di euro operazioni con Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA).

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di 23.040 milioni di euro sono denominate in euro per 21.797 milioni di euro e per 1.243 milioni di euro sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2011 è del 3,22% per quelle denominate in euro (3,43% al 31 dicembre 2010) e 3,81% per quelle denominate in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di 9.867 milioni di euro presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 2,50% (2,04% al 31 dicembre 2010) e sul dollaro USA di 2,50%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,7912% e il 4,8952% (tra lo 0,8521% e il 4,8952% al 31 dicembre 2010).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Si segnala inoltre un finanziamento a medio lungo termine con Citibank Europe Plc con condizioni similari. Al 31 dicembre 2011 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a 2.316 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2011 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 3.201 milioni di euro (4.900 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 34 - "Proventi (oneri) finanziari".

Le scadenze delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(milioni di euro)									
Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2010	2011	Scad. 2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
Banche	6.808	9.442	1.593	1.330	3.680	428	1.286	1.125	9.442
Obbligazioni:									
- Euro Medium Term Notes 4,625%	1.545	1.545	46	1.499					1.545
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.247	1.249	8					1.241	1.249
- Euro Medium Term Notes 5,875%	1.317	1.318	70		1.248				1.318
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.560	1.561	69				1.492		1.561
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.508	1.509	18					1.491	1.509
- Euro Medium Term Notes 3,500%	997	1.033	38					995	1.033
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.017	1.017	20					998	1.018
- Retail TF 4,875%		1.104	12					1.092	1.104
- Retail TV		215	2					213	215
- Retail 4,000%	1.008	1.011	20			991			1.011
- Bond US 4,150%	337	349	4					345	349
- Bond US 5,700%	263	271	4					266	270
- Retail VARIABILE%	989	991				991			991
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	289	417	120					297	417
- altri	11	8		2	2	1	1	2	8
	18.896	23.040	2.024	2.831	4.930	2.411	2.779	8.065	23.040

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
- Euro Medium Term Notes	1.500	45	1.545	EUR	2013	4,625
- Euro Medium Term Notes	1.250	(1)	1.249	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.250	68	1.318	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	1.500	61	1.561	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	9	1.509	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.000	17	1.017	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	33	1.033	EUR	2018	3,500
- Bond US	348	1	349	USD	2020	4,150
- Bond US	271		271	USD	2040	5,700
- Retail	1.000	11	1.011	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	(9)	991	EUR	2015	variabile
- Retail TF	1.109	(5)	1.104	EUR	2017	4,875
- Retail TV	215		215	EUR	2017	variabile
	12.943	230	13.173			

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 24.608 milioni di euro [19.980 milioni di euro al 31 dicembre 2010] e si analizza come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Banche	6.890	9.515
Obbligazioni	12.792	14.678
Altri finanziatori	298	415
	19.980	24.608

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,677% e il 2,6796% e per il dollaro USA compresi tra lo 0,2082% e il 2,5818%.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	427		427	354		354
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	427		427	354		354
D. Crediti finanziari ^(a)	4.591	5	4.596	6.613		6.613
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	1.871		1.871	714		714
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	294	6.514	6.808	1.593	7.849	9.442
G. Prestiti obbligazionari	262	11.526	11.788	311	12.862	13.173
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.853		3.853	5.112		5.112
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	2	287	289	120	297	417
L. Altre passività finanziarie	105	11	116	48	8	56
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.387	18.338	24.725	7.898	21.016	28.914
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	1.369	18.333	19.702	931	21.016	21.947

(a) La voce comprende i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2010								
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.150	(37)	49	4	(25)	(26)		1.115
Fondo copertura perdite imprese partecipate	16			805	(16)			805
Fondo rischi e oneri ambientali	600		1	243	(101)	(16)		727
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	353		2	135	(106)	(96)		288
Fondo rischi per contenziosi	162			22	(11)	(8)		165
Fondo esodi e mobilità lunga	14			133	(2)			145
Fondo oneri per cessione Italgas SpA				47				47
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290				(20)	(270)		
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	250				(250)			
Altri fondi per rischi e oneri	373		1	91	(114)	(69)		282
	3.208	(37)	53	1.480	(645)	(485)		3.574
31.12.2011								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.115	50	52	5	(25)		50	1.247
Fondo rischi e oneri ambientali	727			144	(82)	(5)		784
Fondo rischi per contenziosi	165			12	(71)	(23)	261	344
Fondo esodi e mobilità lunga	145			39	(72)	(3)		109
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49			41				90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	288		(3)	39	(33)	(2)	(261)	28
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47			2	(34)			15
Fondo copertura perdite imprese partecipate	805				(805)			
Altri fondi per rischi e oneri	233	19	1	121	(101)	(64)	(50)	159
	3.574	69	50	403	(1.223)	(97)		2.776

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di 1.247 milioni di euro accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (1.183 milioni di euro). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,49% e il 4,99%. Il periodo previsto degli esborsi è 2012-2054; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (47 milioni di euro). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di 784 milioni di euro riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare ai siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (458 milioni di euro); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (135 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (32 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (36 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (23 milioni di euro); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (61 milioni di euro) e ad altri siti non operativi (27 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 344 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo aumenta di 179 milioni di euro a seguito della riclassifica dal fondo rischi approvvigionamento merci (261 milioni di euro). Tale aumento è parzialmente compensato dalla chiusura del contenzioso Agrifactoring/Serfactoring⁵ che ha comportato il pagamento di 65 milioni di euro e un utilizzo per esuberanza di 10 milioni di euro.

Il fondo esodi e mobilità lunga di 109 milioni di euro riguarda essenzialmente gli accantonamenti a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità dipendenti avviata nel 2010 e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 e comprende l'adeguamento della passività stanziata derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla recente Legge 214/2011 del dicembre 2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di 90 milioni di euro si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA.

[5] Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 28 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA. Le altre variazioni di 261 milioni di euro riguardano la riclassifica al fondo rischi per contenziosi.

Il fondo per oneri cessione Italgas SpA di 15 milioni di euro si riferisce alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Snam Rete Gas SpA, a seguito degli impegni assunti da Eni in occasione della cessione dell'Italgas SpA⁶.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate si riduce integralmente a seguito della copertura perdite della Syndial SpA avvenuta in data 8 aprile 2011. Per maggiori informazioni si rinvia alle "Notizie su imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

Gli altri fondi di 159 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito [22 milioni di euro]; (ii) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti [19 milioni di euro]; (iii) 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 [19 milioni di euro]; (iv) gli oneri per dismissione e ristrutturazione [12 milioni di euro]; (v) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria [11 milioni di euro].

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	175	157
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	47	44
Altri fondi per benefici ai dipendenti	84	84
	306	285

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) sostituisce le precedenti assegnazioni di stock option e prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato ad un parametro di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	184	52	78	181	55	84
Costo corrente		1	22		1	26
Costo per interessi	9	3	2	8	2	2
Utile/perdite attuariali ^(a)	4	2	2	(5)	1	(1)
Benefici pagati	(16)	(3)	(20)	(27)	(6)	(27)
Altre variazioni						
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	181	55	84	157	53	84
Utile (perdite) attuariali non rilevate	(6)	(6)			(8)	
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate		(2)			(1)	
Passività rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	175	47	84	157	44	84

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

(6) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 31 - "Garanzie, impegni e rischi".

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	FISDE	Altri
2010			
Tassi di sconto	5%	5%	2,5% - 5%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3%		
Tasso di inflazione	2%	2%	2%
2011			
Tassi di sconto	4,8%	4,8%	3,6% - 4,8%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3%		
Tasso di inflazione	2%	2%	2%

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 di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	7	(6)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 36 milioni di euro, di cui 8 milioni di euro relativi ai piani a benefici definiti.

Il valore attuale dell'obbligazione relativa ai piani per benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	187	183	184	181	157
FISDE	42	44	52	55	53
Altri	49	72	78	84	84
	278	299	314	320	294

Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	413	599
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		37
Depositi cauzionali	198	201
Altre passività	1.723	1.576
	2.334	2.413

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010		31.12.2011	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	3	90	3	74
Currency swap	1	59	---	3
Interest Currency swap	187	1.046	276	1.072
	191	1.195	279	1.149
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	181	5.790	281	4.700
	181	5.790	281	4.700
Contratti su merci				
Over The Counter	41	477	39	588
	41	477	39	588
	413	7.462	599	6.437

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 599 milioni di euro (413 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 590 milioni di euro 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 9 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 37 milioni di euro (importo non significativo al 31 dicembre 2010), essenzialmente su commodity, è riferito alla Divisione Gas & Power. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 18 - Altre attività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 - Garanzie, impegni e rischi.

I depositi cauzionali a lungo termine di 201 milioni di euro fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (177 milioni di euro).

Le altre passività di 1.576 milioni di euro riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Electrabel Italia SpA (Gruppo Gas De France Suez) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (855 milioni di euro) e da Gas De France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) per la fornitura di gas naturale (197 milioni di euro) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (347 milioni di euro); (iii) Eni Gas Transport International SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (60 milioni di euro); (iv) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (53 milioni di euro); (v) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (41 milioni di euro); (vi) Gaz de France Suez SA (9 milioni di euro) per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni; (vii) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (4 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti non è significativo.

30 Patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.756)	(6.753)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.756	6.753
Altre riserve di capitale:	10.391	10.393
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	401	403
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	24	37
Altre riserve di utili disponibili:	14.977	17.532
Riserva disponibile	13.824	16.379
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva da avanzo di fusione	647	647
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Accanto sui dividendi	(1.811)	(1.884)
Utile netto dell'esercizio	6.179	4.213
	34.724	35.255

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2011, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 157.552.137, pari al 3,93%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 1.056.179.478 azioni, pari al 26,37%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 382.654.833 azioni, pari al 9,55%, di proprietà di Eni; (iv) n. 91.529.423 pari al 2,29%, possedute dal Gruppo BNP Paribas; (v) n. 2.317.443.005 azioni, pari al 57,86%, di proprietà di altri azionisti⁷.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi 474 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 474 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) Legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) Legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) Legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro; (iii) per l'Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di 0,8 milioni di euro.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro include la differenza di conversione [132 milioni di euro] derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a 6.753 milioni di euro [6.756 milioni di euro al 31 dicembre 2010], e sono rappresentate da n. 382.654.833 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro [n. 382.863.733 azioni al 31 dicembre 2010]. Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie.

Le azioni proprie per 240 milioni di euro [328 milioni di euro al 31 dicembre 2010], rappresentate da n. 11.873.205 azioni ordinarie [n. 15.737.120 azioni ordinarie al 31 dicembre 2010], acquistate al costo medio di 20,195 euro, pari allo 0,30% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di stock option 2002-2004, 2005 e 2006-2008⁸.

⁽⁷⁾ Azionisti con quote di possesso superiori al 2%, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione; Blackrock Investment Inc., inoltre, in quanto società di gestione indiretta del risparmio, dispone di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,68% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA.

⁽⁸⁾ Il periodo di esercizio previsto per le assegnazioni 2002 e 2003 è giunto a scadenza rispettivamente nel corso del 2010 e del 2011.

Il decremento di n. 3.863.915 azioni proprie al servizio dei piani di stock option si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2010	15.737.120
- diritti esercitati	(208.900)
- diritti decaduti	(3.655.015)
Numero azioni al 31 dicembre 2011	11.873.205

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota "Costo lavoro - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni".

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 6.753 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 6.971 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (stesso importo al 31 dicembre 2010). La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 218 milioni di euro. Il decremento di 3 milioni di euro è connesso alle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993" (2 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (1 milione di euro) e alla "Riserva conferimenti Legge n. 41/1986" (0,05 milioni di euro) a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2011 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.393 milioni di euro riguardano:

- riserve di rivalutazione: 9.927 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.001 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: 403 milioni di euro con un incremento di 2 milioni di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2011 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla Legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995;
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: 63 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva di 37 milioni di euro riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Divisione Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2010	36	(12)	24
Variazione dell'esercizio 2011	23	(10)	13
Riserva al 31 dicembre 2011	59	(22)	37

La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di 17.532 milioni di euro riguardano:

- riserva disponibile: 16.379 milioni di euro con un incremento di 2.555 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2010 di 2.557 milioni di euro; (ii) all'imputazione del costo di competenza di esercizio delle stock option assegnate nel periodo 2007-2008 in contropartita al conto economico in relazione ai dipendenti a ruolo Eni (1,5 milioni di euro) e in contropartita alla voce partecipazioni, in applicazione dell'OPI 7, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate (0,3 milioni di euro); (iii) agli effetti economici di conferimenti di rami d'azienda avvenuti con società controllate rilevati a patrimonio netto di business combination under common control (2 milioni di euro); (iv) alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni (1 milione di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (7 milioni di euro);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: 412 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte

- accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
 - riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
 - riserva da avanzo di fusione: 647 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata Enifin (143 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment (444 milioni di euro); dal patrimonio netto al 30 giugno 2007 della Siciliana Gas Clienti SpA (13 milioni di euro), dal bilancio al 31 dicembre 2007 della incorporata Praoil Oleodotti Meridionali SpA (39 milioni di euro) e AgipFuel SpA (4 milioni di euro), effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo; alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
 - riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondazione ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06, 0,006 e 0,006, 0,007 e 0,006 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 1.884 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione deliberato l'8 settembre 2011 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 22 settembre 2011.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziare imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa 2,7 miliardi di euro. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a 0,5 miliardi di euro. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 24,75 miliardi di euro.

38 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie di 65.635 milioni di euro [63.641 milioni di euro al 31 dicembre 2010] si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	17.759	37.494	55.253	18.744	38.418	57.162
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.185	889	7.074	6.208	926	7.134
Proprio		1.069	1.069		1.085	1.085
Altri		245	245		254	254
Totale	23.944	39.697	63.641	24.952	40.683	65.635

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di 18.744 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 18.632 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 9.791 milioni di euro;
- per 112 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Polimeri Europa France SAS e dalla Syndial SpA.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 6.208 milioni di euro sono relative essenzialmente:

- per 6.074 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 85 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 134 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 27 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di 38.418 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 15.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2011 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) ammonta a 1.571 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2011 l'impegno effettivo è di 2.036 milioni di euro;
- per 2.319 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 3.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2011 l'impegno effettivo è di 1.264 milioni di euro;
- per 1.546 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA) a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 2.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2011 l'impegno effettivo è di 77 milioni di euro;
- per 7.202 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (5.251 milioni di euro), Refining & Marketing (1.068 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (427 milioni di euro), Gas & Power (370 milioni di euro) e Petrochimica (86 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è di 7.090 milioni di euro;
- per 3.676 milioni di euro, la garanzia prestata a favore della Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co. Inc. (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività upstream nel Golfo del Messico. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- per 1.152 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per 1.082 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- per 1.394 milioni di euro le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 1.373 milioni di euro;
- per 319 milioni di euro, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del Gruppo;
- per 308 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005;

- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 50 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska AS nell'interesse dell'Eni Ceská Republika Sro (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Eni France Sarl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 24 milioni di euro;
- per 29 milioni di euro la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 926 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 669 milioni di euro la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 207 milioni di euro;
- per 106 milioni di euro, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- le lettere di patronage di 78 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di 58 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 ammonta a 58 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 1.085 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- le manleve a favore di banche (868 milioni di euro) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage (16 milioni di euro) rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore delle Commissioni Europee in relazione all'ammenda inflitta dalla stessa per asserite violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri, avverso la quale Eni ha proposto ricorso avanti al Tribunale di primo grado CE⁹. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 254 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 232 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) per 300 milioni di dollari a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2011 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Impegni		
Altri	349	342
	349	342
Rischi	101	95
	450	437

Gli altri impegni di 342 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam Rete Gas SpA per 200,5 milioni di euro e l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2011 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 142 milioni di euro (75 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e 12 milioni di euro come impegno economico).

[9] Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam Rete Gas SpA, perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA ha assunto i seguenti impegni:

1. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti nei bilanci di Italgas, delle sue controllate e partecipate al 31.12.2008 per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 135 milioni di euro; al 31 dicembre 2011 è stato accantonato un importo di 15 milioni di euro;
2. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti al 31.12.2008 nel bilancio Stogit per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 17,5 milioni di euro;
3. impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili ad un prezzo di 48 milioni di euro, pari al valore di perizia degli immobili stessi, al netto dei relativi fondi ambientali appostati nel bilancio Italgas al 31.12.2008. Eni, contestualmente, matura il diritto ad ottenere da Snam Rete Gas SpA un ammontare pari al valore di perizia meno 20 milioni di euro, come conguaglio sul prezzo pagato per la partecipazione.

I rischi di 95 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nell'«Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo» della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato ad 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 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;
- l'impegno a rilasciare una Parent Company Guarantee a copertura dell'obbligo di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del gas. La garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per il primo trimestre 2012) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L'importo stimato per il primo anno è di 45 milioni di dollari USA. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale della Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas. L'importo in euro utilizzando il cambio EUR/USD al 31 dicembre 2011, pari a 1,2939, è pari a 34.779 migliaia di euro;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatrici di appalti in caso di inadempimento dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare da loro prestazioni;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA);
- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship-or-pay con TAG; (ii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;

- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Distrigas NV, in capo a Eni Gas & Power Belgium SA di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("Tariff Adjustment"), legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle Parent Company Guarantees di importo al momento non quantificabile;
- Eni ha sottoscritto il 26 luglio 2011 un contratto per l'acquisizione del 100% di Nuon Belgium NV (che detiene il 100% di Nuon Wind Belgium NV) e il 100% di Nuon Power Generation Wallon NV. Il contratto è sottoposto ad alcune condizioni sospensive, quali ad esempio l'incondizionata autorizzazione o incondizionata non proibizione dell'operazione da parte dell'Autorità antitrust. Essendosi avverate tutte le condizioni sospensive previste dal contratto, il 10 gennaio 2012 è avvenuto il closing dell'operazione con contestuale pagamento del prezzo pattuito e passaggio di proprietà delle azioni;
- gli impegni derivanti dal Protocollo d'Intesa stipulato con l'Università degli studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (progetto "Un Ponte per l'Innovazione"), a seguito dell'evento sismico che ha colpito l'Abruzzo. Con tale progetto Eni si impegna, in collaborazione con il Ministero e l'Università, alla realizzazione di iniziative relative all'accoglienza di ricercatori e dottorandi dell'Università e/o all'erogazione di borse di studio, alla progettazione e costruzione di un centro di ricerca per l'Università dell'Aquila;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
 - ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
 - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
 - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
 - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
 - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
 - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA¹⁰⁾; decorrenza 16 novembre 2005;
 - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
 - ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni alla Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
 - ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni alla Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
 - ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" da Eni alla Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading, sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011 sono stati effettuati interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida". Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Trading di Eni, mentre la negoziazione dei relativi strumenti finanziari derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping (attività di execution 13). Gli strumenti finanziari derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo, di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione; non sono consentite operazioni in strumenti finanziari derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging): le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning); tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio: tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario: tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore, o

[10] In data 30 novembre 2011, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, a Fluxys Europe BV per un corrispettivo di 31.968.563 euro.

di valorizzare sui mercati, le opzionalità di asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione fisica offerta dall'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di dynamic forward trading.

In aggiunta gli strumenti finanziari derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset-based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale o di tipo non-asset-based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di una società industriale. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione commerciale e di Asset Backed Trading all'esposizione originante da operatività di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole attività di business esposte. Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); nonché per effetto della conversione del patrimonio netto delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio traslativo delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro, non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio delle consociate di Gruppo compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti finanziari derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un holding period di 20 giorni.

Rischio di tasso di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Eni utilizza strumenti finanziari derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un holding period di 20 giorni.