in connessione alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze di Distrigas (903 milioni di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (9.813 milioni di euro).

La voce **Attività immateriali** del capitale immobilizzato (8.057 milioni di euro) è aumentata di 360 milioni di euro per effetto essenzialmente della finalizzazione dell'acquisizione di Distrigas con la rilevazione del *goodwill* relativo alle minoranze di 903 milioni di euro portando a 2.148 milioni di euro il totale del *goodwill* rilevato in connessione all'acquisizione. Tale *goodwill* ai fini dell'*impairment test* è stato allocato al gruppo di *cash generating unit*, costituito dall'aggregato mercato europeo del gas, che si prevede beneficerà delle sinergie dell'acquisizione.

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto** (-5.942 milioni di euro) è aumentato di 3.495 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto essenzialmente:

- della riduzione dei **Debiti tributari e fondo imposte netto** di 3.335 milioni di euro dovuta principalmente alle minori imposte stanziate in funzione del calo dell'utile imponibile dell'esercizio;
- dell'incremento di 984 milioni di euro del saldo **crediti/debiti commerciali** in funzione dei minori debiti commerciali in parte compensati dai minori crediti in relazione alla contrazione dei prezzi e dei volumi delle *commodity* energetiche.
- della riduzione della voce **Altre attività passività d'esercizio** di 576 milioni di euro in relazione: (i) all'eliminazione del diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas, Publigaz (1.495 milioni di euro), di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% in Distrigas rilevata nel bilancio 2008. Tale *put option*, valorizzata sulla base del prezzo dell'OPA obbligatoria rivolta agli azionisti di minoranza di Distrigas, è stata eliminata a seguito dell'adesione all'OPA; (ii) alla rilevazione tra le componenti non correnti del "*deferred cost*" con contropartita debiti verso fornitori relativo all'importo dei volumi di gas 2009 per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di *take-or-pay* in adempimento ai relativi contratti di acquisto, per i quali si ipotizza il ritiro oltre l'orizzonte dei dodici mesi. L'ammontare determinato sulla base del costo di acquisto alla formula prezzo contrattuale e della relativa percentuale di anticipo prevista contrattualmente, dopo l'allineamento al valore netto di realizzo, è di 255 milioni di euro.

Questi effetti incrementativi sono stati parzialmente compensati:

- dalla riduzione delle rimanenze di idrocarburi per effetto dei prelievi dal magazzino gas nei mesi invernali (-587 milioni di euro);
- dall'incremento dei fondi rischi ed oneri di 813 milioni di euro in relazione agli accantonamenti dell'esercizio di oneri ambientali e per contenziosi legali, di smantellamento e ripristino siti petroliferi, operativi e all'effetto dell'attualizzazione dovuto ai minori tassi di sconto delle obbligazioni future;
- dalla variazione negativa (-502 milioni di euro) del *fair value* degli strumenti di copertura del rischio *commodity* nel settore E&P (*cash flow hedge*) (da -28 milioni di euro a -530 milioni di euro; da -28 milioni di euro a -312 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale) del *fair value* di strumenti derivati di copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 37,5 milioni di boe a fine 2009 per effetto delle operazioni liquidate nel periodo. Tali strumenti derivati vennero attivati in considerazione delle acquisizioni di *proved* e *unproved property* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Le variazioni del *fair value* di tali derivati sono sospese a patrimonio netto a eccezione della porzione inefficace ai fini della copertura (componente "*time value*") che è imputata a conto economico fra gli oneri/proventi finanziari.

La voce **Partecipazioni di circolante** si riduce del valore di carico della partecipazione del 20% nel capitale di OAO Gazprom Neft (2.741 milioni di euro) per effetto dell'esercizio dell'opzione da parte di Gazprom il 7 aprile 2009. Eni aveva acquisito la partecipazione in Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra, con un flottante pari a circa il 5% del capitale sociale, il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Il prezzo di esercizio dell'opzione corrisponde a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Il 24 Aprile 2009 Gazprom ha provveduto al pagamento ad Eni di complessivi 3.070 milioni di euro (4,06 miliardi di dollari al cambio del giorno, che diventano 3,16 miliardi di euro o 4,2 miliardi di dollari considerando il dividendo 2008).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (266 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA nonché la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in Brasile, per le quali sono in corso le trattative di vendita.

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana per le società del settore energia. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il *ROACE* è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2009 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**3.878**	**2.916**	**(197)**	**6.157**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**283**
Utile netto *adjusted unlevered*	**3.878**	**2.916**	**(197)**	**6.440**
Capitale investito netto *adjusted*				
- a inizio periodo	30.362	22.547	7.379	**66.886**
- a fine periodo	32.455	25.024	7.560	**72.915**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**31.409**	**23.786**	**7.470**	**69.901**
ROACE adjusted (%)	**12,3**	**12,3**	**(2,6)**	**9,2**

2008 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**7.900**	**2.648**	**521**	**10.795**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**335**
Utile netto *adjusted unlevered*	**7.900**	**2.648**	**521**	**11.130**
Capitale investito netto *adjusted*				
- a inizio periodo	23.826	21.333	7.675	**59.194**
- a fine periodo	30.362	22.273	8.260	**67.609**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**27.094**	**21.803**	**7.968**	**63.402**
ROACE adjusted (%)	**29,2**	**12,2**	**6,5**	**17,6**

2007 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**6.328**	**3.127**	**294**	**10.193**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**174**
Utile netto *adjusted unlevered*	**6.328**	**3.127**	**294**	**10.367**
Capitale investito netto *adjusted*				
- a inizio periodo	17.783	19.713	5.631	**47.966**
- a fine periodo	23.826	21.364	7.149	**58.695**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**20.805**	**20.539**	**6.390**	**53.331**
ROACE adjusted (%)	**30,4**	**15,2**	**4,6**	**19,4**

Indebitamento finanziario netto e *Leverage*

Il *"leverage"* misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria.

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	20.837	**24.800**	3.963
Debiti finanziari a breve termine	6.908	**6.736**	(172)
Debiti finanziari a lungo termine	13.929	**18.064**	4.135
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.939)	**(1.608)**	331
Titoli non strumentali all'attività operativa	(185)	**(64)**	121
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(337)	**(73)**	264
Indebitamento finanziario netto	**18.376**	**23.055**	**4.679**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	**48.510**	**50.051**	**1.541**
Leverage	**0,38**	**0,46**	**0,08**

L'**indebitamento finanziario netto** 2009 di 23.055 milioni di euro è aumentato di 4.679 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.
I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 24.800 milioni di euro, di cui 6.736 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 3.191 milioni di euro) e 18.064 milioni di euro a lungo termine.
Il ***leverage***, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti, è pari a 0,46 in aumento rispetto al livello di 0,38 registrato al 31 dicembre 2008.

Prospetto dell'utile complessivo

2007	(milioni di euro)	2008	2009
10.809	**Utile (perdita dell'esercizio)**	**9.558**	**5.317**
	Altre componenti dell'utile complessivo:		
(1.980)	*Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro*	*1.077*	***(869)***
(2.237)	*Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge*	*1.969*	***(481)***
(6)	*Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita*	*3*	***1***
	Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		***2***
869	*Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo*	*(767)*	***202***
(3.354)	**Totale altre componenti dell'utile complessivo**	**2.282**	**(1.145)**
7.455	**Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio**	**11.840**	**4.172**
	di competenza:		
6.708	**- Eni**	**11.148**	**3.245**
747	- terzi azionisti	692	**927**

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2008		**48.510**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	4.172	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.166)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(350)	
Riacquisto minoranze Distrigas	(1.146)	
Eliminazione *put option* riconosciuta a Publigaz	1.495	
Sottoscrizione aumento capitale Snam Rete Gas da parte di terzi azionisti	1.542	
Diritti decaduti *stock option* - piano 2006	(7)	
Costo di competenza *stock option* assegnate	13	
Versamenti degli azionisti	18	
Altre variazioni	(30)	
Totale variazioni		**1.541**
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2009		**50.051**
di competenza:		
- Eni		**46.073**
- terzi azionisti		3.978

Il **patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti** (50.051 milioni di euro) è aumentato di 1.541 milioni di euro. Tale incremento riflette: (i) l'utile complessivo di periodo (4.172 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 5.317 milioni di euro al netto delle perdite su *cash flow hedge* e delle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo; (ii) l'effetto netto della finalizzazione dell'OPA sugli azionisti di minoranza di Distrigas che ha determinato l'incremento di patrimonio connesso alla cancellazione della *put option* riconosciuta a Publigaz SCRL (+1.495 milioni di euro); (iii) l'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas sottoscritto dagli azionisti di minoranza per l'importo di 1.542 milioni di euro. Tali effetti incrementativi sono stati compensati dal pagamento dei dividendi Eni (4.166 milioni di euro) e dei dividendi agli azionisti di minoranza (350 milioni di euro) e dall'eliminazione del patrimonio netto di competenza delle minoranze Distrigas (1.146 milioni di euro) compreso l'utile maturato fino alla data di adesione all'OPA obbligatoria.

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

	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2008	**2009**	31.12.2008	**31.12.2009**
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.745**	**5.061**	**30.049**	**32.144**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.140	**158**	18.999	**17.464**
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(330)	**(213)**	5.161	**5.068**
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	(1.373)	**(113)**	(2.852)	**(1.062)**
- eliminazione di utili infragruppo	216	**117**	(3.127)	**(4.582)**
- imposte sul reddito differite e anticipate	159	**378**	(15)	**1.175**
- altre rettifiche	1	**(71)**	295	**(156)**
	9.558	**5.317**	**48.510**	**50.051**
Interessi di terzi	(733)	**(950)**	(4.074)	**(3.978)**
Come da bilancio consolidato	**8.825**	**4.367**	**44.436**	**46.073**

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "*free cash flow*" cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow*, che è una misura di risultato *non-GAAP*, chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/crediti finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato [a]

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
10.809	**Utile netto**	**9.558**	**5.317**	**(4.241)**
	a rettifica:			
6.346	- ammortamenti e altri componenti non monetari	11.388	**9.847**	(1.541)
(309)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(219)	**(226)**	(7)
8.850	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	9.080	**6.687**	(2.393)
25.696	**Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio**	**29.807**	**21.625**	**(8.182)**
(1.667)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	2.212	**(1.769)**	(3.981)
(8.512)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(10.218)	**(8.720)**	1.498
15.517	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**21.801**	**11.136**	**(10.665)**
(10.593)	Investimenti tecnici	(14.562)	**(13.695)**	867
(9.665)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(4.019)	**(2.323)**	1.696
659	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	979	**3.595**	2.616
(35)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(267)	**(295)**	(28)
(4.117)	***Free cash flow***	**3.932**	**(1.582)**	**(5.514)**
(479)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	911	**396**	(515)
8.761	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	980	**3.841**	2.861
(5.836)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.005)	**(2.956)**	3.049
(200)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	7	**(30)**	(37)
(1.871)	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**(175)**	**(331)**	**(156)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.
(4.117)	***Free cash flow***	**3.932**	**(1.582)**	**(5.514)**
(244)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(286)		286
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	181		(181)
637	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	129	**(141)**	(270)
(5.836)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.005)	**(2.956)**	3.049
(9.560)	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(2.049)**	**(4.679)**	**(2.630)**

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

I principali flussi positivi dell'esercizio 2009 sono stati: (i) il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (11.136 milioni di euro); (ii) il disinvestimento del 20% di OAO Gazprom Neft in forza dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom (3.070 milioni di euro), nonché la prima *tranche* del corrispettivo della cessione del 51% di OOO SeverEnergia per 155 milioni di euro (compreso il rimborso dei finanziamenti concessi); (iii) la sottoscrizione da parte delle minoranze dell'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas per la parte di competenza (1.542 milioni di euro) nell'ambito della ristrutturazione delle attività regolate Italia; (iv) altri disinvestimenti minori (370 milioni di euro), in particolare proprietà *oil&gas* non strategiche nel settore Exploration & Production nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez nel 2008. Tali flussi hanno coperto in parte i fabbisogni di cassa dell'esercizio 2009 connessi agli investimenti tecnici (13.695 milioni di euro), alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze Distrigas compresa la procedura di *squeeze-out* per un importo di 2.045 milioni di euro, nonché al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (4.166 milioni di euro di cui 1.811 milioni di euro per l'acconto dividendo 2009) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di minoranza (350 milioni di euro) in particolare di Snam Rete Gas e Saipem (335 milioni di euro), determinando un aumento di 4.679 milioni di euro dell'indebitamento finanziario netto.

Investimenti tecnici

2007	(milioni di euro)	2008	**2009**	Var. ass.	Var. %
6.480	Exploration & Production	9.281	**9.486**	205	2,2
1.511	Gas & Power	2.058	**1.686**	(372)	(18,1)
979	Refining & Marketing	965	**635**	(330)	(34,2)
145	Petrolchimica	212	**145**	(67)	(31,6)
1.410	Ingegneria & Costruzioni	2.027	**1.630**	(397)	(19,6)
59	Altre attività	52	**44**	(8)	(15,4)
108	Corporate e società finanziarie	95	**57**	(38)	(40,0)
(99)	Effetto eliminazione utili interni	(128)	**12**	140	
10.593	**Investimenti tecnici**	**14.562**	**13.695**	**(867)**	**(6,0)**

Gli **investimenti tecnici** di 13.695 milioni di euro (14.562 milioni di euro nel 2008), relativi per l'86% ai settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (7.478 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola;
- le attività di ricerca esplorativa (1.228 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare negli Stati Uniti, in Libia, Egitto, Norvegia e Angola;
- l'acquisto di *proved* e *unproved property* per 697 milioni di euro relativi essenzialmente all'acquisizione del 27,5% degli *asset* con produzione di gas non convenzionale della Quicksilver Resources Inc. e l'estensione della durata dei titoli minerari in Egitto a seguito dell'accordo siglato nel maggio 2009;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (919 milioni di euro) e di distribuzione del gas (278 milioni di euro), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (282 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (436 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (172 milioni di euro);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (1.630 milioni di euro) per l'*upgrading* della flotta.

Gli **investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda** (2.323 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente al completamento dell'acquisizione di Distrigas NV.

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (3.595 milioni di euro) si riferiscono a:

(i) la cessione del 20% di OAO Gazprom Neft in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom avvenuto il 7 aprile 2009 con un incasso di 3.070 milioni di euro corrispondente al prezzo di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi distribuiti e aumentato dalla remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento;

(ii) la cessione perfezionata il 23 settembre 2009 del 51% della società OOO SeverEnergia da parte dell'azionista Artic Russia (Eni ed Enel *partner* al 60%-

40% rispettivamente) a Gazprom in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa. Il corrispettivo della cessione di 940 milioni di dollari in quota Eni è stato incassato relativamente alla prima *tranche* (circa il 25% del prezzo pattuito) pari a 155 milioni di euro (230 milioni di dollari al cambio puntuale di EUR/USD 1,48) alla data di bilancio. Il 31 marzo 2010 è stata incassata la seconda *tranche* pari a 526 milioni di euro (710 milioni di dollari al cambio puntuale di EUR/USD 1,35).

Le altre cessioni hanno riguardato principalmente titoli minerari in fase esplorativa e in sviluppo/produzione ceduti nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (2.956 milioni di euro) ha riguardato essenzialmente: (i) il pagamento dei dividendi 2008 agli azionisti Eni (4.166 milioni di euro, di cui 2.355 milioni di euro relativi al saldo dividendo 2008 e 1.811 milioni di euro relativi all'acconto dividendo per l'esercizio 2009); (ii) i dividendi 2008 agli azionisti di minoranza (350 milioni di euro), in particolare di Snam Rete Gas e Saipem (335 milioni di euro). Tali flussi sono stati parzialmente compensati dalla sottoscrizione da parte delle minoranze dell'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas per la parte di competenza (1.542 milioni di euro) in relazione alla riorganizzazione delle attività regolate del gas in Italia.

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

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2008 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2008 Valori da schema riclassificato	**31.12.2009** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2009** Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			59.255		63.177
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.196		1.736
Attività immateriali			7.697		8.057
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			5.881		6.244
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3 e nota 12)		1.219		1.261
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(787)		(749)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 3)	149		82	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 14)	780		710	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 16)	(1.716)		(1.541)	
Totale Capitale immobilizzato			**74.461**		**79.726**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.082		5.495
Crediti commerciali	(vedi nota 3)		16.444		14.916
Debiti commerciali	(vedi nota 16)		(12.590)		(10.078)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(5.323)		(1.988)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.949)		(1.291)	
- passività per altre imposte correnti		(1.660)		(1.431)	
- passività per imposte differite		(5.784)		(4.907)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 24)	(254)		(52)	
- attività per imposte sul reddito correnti		170		753	
- attività per altre imposte correnti		1.130		1.270	
- attività per imposte anticipate		2.912		3.558	
- altre attività per imposte	(vedi nota 14)	112		112	
Fondi per rischi e oneri			(9.506)		(10.319)
Altre attività (passività) di esercizio:					
Altre attività (passività), composte da:			(4.544)		(3.968)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)	310		284	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)	402		339	
- altri crediti	(vedi nota 3)	4.805		4.825	
- altre attività (correnti)		1.870		1.307	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 14)	989		1.116	
- acconti e anticipi, Altri debiti	(vedi nota 16)	(6.209)		(7.555)	
- altre passività (correnti)		(3.863)		(1.856)	
- altri debiti, Altre passività	(vedi nota 24)	(2.848)		(2.428)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(9.437)**		**(5.942)**
Partecipazioni di circolante	(vedi nota 2)		**2.741**		
Fondi per benefici ai dipendenti			**(947)**		**(944)**
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto, composte da:			**68**		**266**
- attività destinate alla vendita		68		542	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita				(276)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**66.886**		**73.106**

segue **Stato patrimoniale riclassificato**

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2008 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2008 Valori da schema riclassificato	**31.12.2009** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2009** Valori da schema riclassificato
CAPITALE INVESTITO NETTO			**66.886**		**73.106**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti			**48.510**		**50.051**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			20.837		24.800
- passività finanziarie a lungo termine		13.929		18.064	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		549		3.191	
- passività finanziarie a breve termine		6.359		3.545	
a dedurre:					
Disponibilità liquide e equivalenti			(1.939)		(1.608)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)		(185)		(64)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)		(337)		(73)
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			**18.376**		**23.055**
COPERTURE			**66.886**		**73.106**

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

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2008		2009	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
(milioni di euro)				
Utile netto		**9.558**		**5.317**
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		11.388		9.847
- ammortamenti	8.422		8.762	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	2.560		495	
- variazione fondi per rischi e oneri	414		574	
- variazione fondo benefici per i dipendenti	(8)		16	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(219)		(226)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		9.080		6.687
- dividendi	(510)		(164)	
- interessi attivi	(592)		(352)	
- interessi passivi	809		603	
- differenze cambio	(319)		(156)	
- imposte sul reddito	9.692		6.756	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**29.807**		**21.625**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		2.212		(1.769)
- rimanenze	(801)		52	
- crediti commerciali e diversi	(974)		(19)	
- altre attività	162		(472)	
- debiti commerciali e diversi	2.318		(1.201)	
- altre passività	1.507		(129)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(10.218)		(8.720)
- dividendi incassati	1.150		576	
- interessi incassati	266		594	
- interessi pagati	(852)		(583)	
- imposte sul reddito pagate	(10.782)		(9.307)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**21.801**		**11.136**
Investimenti tecnici		(14.562)		(13.695)
- immobilizzazioni materiali	(12.312)		(12.300)	
- immobilizzazioni immateriali	(2.250)		(1.395)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(4.019)		(2.323)
- partecipazioni	(385)		(230)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(3.634)		(25)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(2.068)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		979		3.595
- immobilizzazioni materiali	318		126	
- immobilizzazioni immateriali	2		250	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	149			
- partecipazioni	510		3.219	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(267)		(295)
- investimenti finanziari: titoli	(152)		(2)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(710)		(972)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	367		(97)	
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	173		38	
- disinvestimenti finanziari: titoli	145		164	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	1.293		861	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(299)		147	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(1.084)		(434)	
Free cash flow		**3.932**		**(1.582)**

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2008		**2009**	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
(milioni di euro)				
Free cash flow		**3.932**		**(1.582)**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		911		396
***riclassifica:** investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(173)		(38)	
***riclassifica:** disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	1.084		434	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		980		3.841
- assunzione debiti finanziari non correnti	3.774		8.774	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.104)		(2.044)	
- decremento di debiti finanziari correnti	(690)		(2.889)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(6.005)		(2.956)
- apporti netti di capitale proprio da/a terzi	20		1.551	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.910)		(4.166)	
- dividendi distribuiti ad azionisti terzi	(297)		(350)	
- acquisto netto di azioni proprie	(768)			
- acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	(50)		9	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		7		(30)
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(1)			
- effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti	8		(30)	
Flusso di cassa netto del periodo		**(175)**		**(331)**

FATTORI DI RISCHIO E DI INCERTEZZA

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; (iv) il rischio paese nell'attività *oil&gas*; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le *policy* Eni in materia di rischi finanziari.

Rischio mercato

Il rischio 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 mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") nonché per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare la Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni. 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 un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. 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 relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio di prezzo delle *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di *VaR* per il rischio di prezzi delle *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società Eni. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* 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 per effetto della differente significatività di costi e ricavi 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 meta funzionale 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* Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; 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. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. 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 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 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. 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.

Rischio di prezzo delle *commodity*

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* Eni è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e opzioni su *commodity*) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi

o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider* o da operatori specifici del settore. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno. La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2009 in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio 2008) per quanto attiene i rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

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

	2008				2009			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	12,31	0,73	4,17	6,54	6,85	1,65	3,35	1,98
Tasso di cambio	1,48	0,09	0,48	0,47	1,22	0,07	0,35	0,31

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

	2008				2009			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	46,48	3,44	19,88	5,43	37,51	4,74	17,65	6,64
Area Gas & Power (*)	67,04	24,38	43,53	32,07	51,62	28,01	40,97	38,26

(*) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione della società.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* 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. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello Eni. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in 4 milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* forniti da *info-provider* esterni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio. Il *rating* esterno è anche raffrontato con *rating* interni elaborati da un sistema proprietario. Per quanto attiene il rischio di controparte in contratti di natura finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massi-

mo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2009 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza 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* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi *bond*, riservati sia agli investitori istituzionali, con due emissioni da 1,5 miliardi di euro ciascuna, sia al mercato *retail*, per 2 miliardi di euro. Le *policy* sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.774 milioni di euro, di cui 2.241 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 2.850 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di *Medium Term Notes* in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui 9.211 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2009.

Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine (*outlook negative*) e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 (*outlook negative*) e P-1.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Anni successivi	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	3.191	1.342	3.660	1.967	2.487	8.608	**21.255**
Passività finanziarie a breve termine	3.545						**3.545**
Passività per strumenti derivati	1.371	517	133	46	14	98	**2.179**
	8.107	**1.859**	**3.793**	**2.013**	**2.501**	**8.706**	**26.979**
Interessi su debiti finanziari	654	570	545	510	426	1.159	**3.864**
Garanzie finanziarie	377						**377**

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011-2014	Anni successivi	Totale
Debiti commerciali	10.078			10.078
Altri debiti e anticipi	9.096	31	23	9.150
	19.174	**31**	**23**	**19.228**

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 a pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Anni successivi	Totale
Contratti di *leasing* operativo non annullabili (1)	**886**	**889**	**561**	**470**	**415**	**1.034**	**4.255**
Costi di abbandono e ripristino siti (2)	**79**	**55**	**112**	**161**	**1.640**	**9.280**	**11.327**
Costi relativi a fondi ambientali	**293**	**259**	**257**	**214**	**193**	**687**	**1.903**
Impegni di acquisto (3)	**14.845**	**14.151**	**13.923**	**14.634**	**14.651**	**175.888**	**248.092**
- Gas							
Take-or-pay	13.986	13.365	13.123	13.827	13.838	169.268	237.407
Ship-or-pay	546	538	545	559	567	3.658	6.413
- Altri impegni di acquisto con clausole *take-or-pay* e *ship-or-pay*	162	154	139	133	131	1.068	1.787
- Altri impegni di acquisto (4)	151	94	116	115	115	1.894	2.485
Altri impegni	**21**	**4**	**3**	**3**	**3**	**152**	**186**
di cui:							
- *Memorandum* di intenti Val d'Agri	21	4	3	3	3	152	186
	16.124	**15.358**	**14.856**	**15.482**	**16.902**	**187.041**	**265.763**

(1) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *asset* per attività di perforazione, *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.
(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(3) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.