



Relazione Finanziaria Annuale 2009

Missione

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

I Paesi di attività di Eni

EUROPA

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

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Ghana, Guinea Equatoriale, Libia, Mali, Marocco, Mozambico, Nigeria, Tunisia

ASIA E OCEANIA

Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Emirati Arabi Uniti, India, Indonesia, Iran, Iraq, Kazakistan, Kuwait, Malaysia, Oman, Pakistan, Papua-Nuova Guinea, Qatar, Russia, Singapore, Taiwan, Thailandia, Timor Est, Turkmenistan, Ucraina, Vietnam, Yemen

AMERICHE

Argentina, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Trinidad & Tobago, Venezuela



Assemblea ordinaria degli azionisti del 27 e 29 aprile 2010

L'avviso di convocazione è stato pubblicato
sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
n. 35, parte II del 23 marzo 2010 pag. 1.

Disclaimer

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

Relazione e bilancio consolidato

	Relazione sulla gestione
4	Profilo dell'anno
9	Lettera agli Azionisti
	Andamento operativo
13	Exploration & Production
32	Gas & Power
45	Refining & Marketing
51	Petrolchimica
53	Ingegneria & Costruzioni
	Commento ai risultati e altre informazioni
	Commento ai risultati economico-finanziari
56	Conto economico
76	Stato patrimoniale riclassificato
81	Rendiconto finanziario riclassificato
88	Fattori di rischio e di incertezza
97	Evoluzione prevedibile della gestione
98	Altre informazioni
99	Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari
138	Impegno per lo sviluppo sostenibile
159	Glossario
	Bilancio consolidato
167	Schemi di bilancio
176	Criteri di redazione e principi di consolidamento
177	Criteri di valutazione
191	Note al bilancio consolidato
274	Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)
285	Attestazione del <i>management</i>
286	Relazione della Società di revisione

Relazione e bilancio d'esercizio di Eni SpA

	Relazione sulla gestione
290	Andamento operativo
296	Commento ai risultati economico-finanziari
313	Compensi e altre informazioni
	Bilancio di esercizio
327	Schemi di bilancio
332	Criteri di redazione e di valutazione
334	Note al bilancio d'esercizio
397	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti
398	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.
401	Attestazione del <i>management</i>
402	Relazione della Società di revisione
404	Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Allegati

	Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2009
406	Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009
445	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio
	Allegati alle note del bilancio di esercizio
446	Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA
459	Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Profilo dell'anno



I risultati

Nel 2009 Eni ha conseguito l'utile netto di 4,37 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* è stato di 5,21 miliardi di euro, in diminuzione del 48,8% per effetto della flessione dell'utile operativo del settore Exploration & Production a causa del peggioramento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi dell'anno, e del settore Refining & Marketing per il calo del margine di raffinazione. I settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni hanno invece migliorato la propria *performance* operativa.

Il *cash flow* (flusso di cassa netto da attività d'esercizio) di 11,14 miliardi di euro, unitamente ai disinvestimenti di partecipazioni e *asset* minori (3,6 miliardi di euro) e alla quota di terzi dell'aumento di capitale connesso alla riorganizzazione dei *business* regolati Italia (1,54 miliardi di euro), hanno consentito di finanziare in parte gli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di 13,69 miliardi di euro, il completamento dell'acquisizione di Distrigas per 2,04 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi Eni per 4,17 miliardi di euro. A fine esercizio il *leverage* è pari a 0,46 (0,38 al 31 dicembre 2008).

Il dividendo

I buoni risultati conseguiti e i solidi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di 1,00 euro per azione (1,30 euro per azione nel 2008), di cui 0,50 già distribuiti nel settembre 2009 a titolo di acconto. Il *management* conferma l'impegno di Eni nel sostenere una costante creazione di valore per gli azionisti.

La produzione di idrocarburi

Nel 2009 la produzione di idrocarburi è stata di 1,769 milioni di barili/giorno, in flessione dell'1,6% rispetto al 2008; invariata se si escludono i tagli OPEC (-28 mila barili/giorno). La crescita organica e gli avvii hanno compensato gli impatti di problemi tecnici e di sicurezza in Nigeria, la minore produzione di gas assorbita dal mercato europeo e il declino di giacimenti maturi.

L'obiettivo al 2013 è di conseguire il livello produttivo di oltre 2 milioni di barili/giorno con un tasso di crescita medio annuo nel periodo superiore al 2,5%, in base allo scenario di prezzo di 65 dollari/barile costante nel periodo.

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2009 determinate sulla base del riferimento Brent a 59,9 dollari/barile ammontano a 6,57 miliardi di boe. Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve è stato del 96% corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni. Escludendo l'effetto prezzo nei PSA, il tasso di rimpiazzo si ridetermina nel 109%.

Le vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale sono state di 103,72 miliardi di metri cubi, in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,5%). La significativa riduzione dei volumi registrata sul mercato nazionale, per effetto della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-24,3%), è stata compensata dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

Al 2013 Eni intende conseguire un volume di vendite

di circa 118 miliardi di metri cubi con un tasso di incremento medio annuo superiore al 3%. In un contesto di mercato particolarmente sfidante, la crescita di Eni sarà supportata dall'eccellente posizionamento strategico in Europa e dal rafforzamento delle sinergie commerciali con Distrigas.

Distrigas

Nel 2009 è stata completata l'acquisizione di Distrigas con l'OPA sulle azioni di minoranza cui è seguito il *delisting* del titolo Distrigas da Euronext Brussels. L'operazione ha rappresentato per Eni un importante passo avanti nel consolidamento della propria *leadership* nel mercato europeo del gas grazie alle significative sinergie da integrazione.

Riorganizzazione Business regolati del gas in Italia

Nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas in Italia attraverso la cessione a Snam Rete Gas delle attività di distribuzione e di stoccaggio di gas naturale svolte attraverso le consociate Italgas e Stoccaggi Gas Italia. L'operazione ha consentito a Eni di generare valore attraverso il conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

Partnership strategica Eni-Gazprom

La *partnership* strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due *partner* intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nell'*upstream* e nel mercato gas. In particolare, nel 2009: (i) è stato ceduto il 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom al prezzo contrattuale di 3,07 miliardi di euro; (ii) è stata perfezionata la cessione del 51% della *joint venture* Eni-Enel OOO SeverEnergiya a Gazprom in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa. Il valore della transazione in quota Eni è di 940 milioni di dollari (incassato per il 25% alla data di bilancio e per il restante 75% il 31 marzo 2010); (iii) è stato concordato l'ampliamento dello *scope of work* originario del progetto di realizzazione del gasdotto South Stream con un incremento della capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Principali sviluppi di portafoglio

Nel gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di stato South Oil Company e Missan Oil Company hanno ratificato il contratto di sfruttamento del giacimento *giant* Zubair in Iraq. Lo sviluppo prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Nel gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "*in place*" certificate di 35 miliardi di barili.

Nel giugno 2009 è stata perfezionata l'acquisizione da Quicksilver Resources Inc. della quota del 27,5% degli *asset* detenuti dalla società nell'Area "Alliance", nel Texas settentrionale, contenente riserve di *gas shale*. Il prezzo della transazione è stato di 280 milioni di dollari. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli *asset* acquisiti è stata di 4 mila boe/giorno, che cresceranno a circa 10 mila boe nel 2011.

Nel novembre 2009 Eni si è aggiudicata la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.

Nel maggio 2009 Eni e il Ministero del Petrolio egiziano hanno firmato un accordo che prevede l'estensione di 10 anni della concessione del giacimento *giant* di Belayim con l'impegno Eni di spesa di 1,5 miliardi di dollari nei prossimi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi.

Nel gennaio 2010 Eni ha definito l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività *downstream* che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extrarete nonché *asset* commerciali nel *business* avio e attività complementari di logistica e stoccaggio.

Nell'ottobre 2009 Eni e i *partner* commerciali di Turchia e Russia nella realizzazione dell'oleodotto Samsun-Ceyhan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che sancisce l'impegno a definire le condizioni economiche e contrattuali per l'ingresso nel progetto delle imprese russe, tale da assicurare i volumi di greggio necessari a garantirne la sostenibilità economica. Il progetto realizzerà un *by-pass* per il petrolio proveniente da est evitando il trasporto via mare attraverso lo stretto dei Dardanelli e il Bosforo, con importanti ricadute in termini di sicurezza e protezione dell'ambiente.

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, è stata definita la razionalizzazione delle attività minerarie in Italia con la costituzione di tre *Newco* alle quali sono stati conferiti rispettivamente tre *cluster* di titoli, raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord

Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise) e Mezzogiorno, nell'area di Crotona. Sono in fase avanzata le trattative di vendita a terzi delle Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, conferitarie rispettivamente degli *asset* del Nord e Centro Italia.

Partnership agreement

Nel 2009 sono state definite importanti *partnership* strategiche con i Paesi detentori di riserve di idrocarburi, che fanno leva sul modello di cooperazione Eni volto a integrare il *business* tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati *standard* di sviluppo socio-economico nei Paesi ospitanti. Tali accordi, che hanno interessato in particolare Angola, Egitto, Kazakistan e Turkmenistan, rappresentano altrettante opportunità di accesso a nuove riserve.

L'attività esplorativa

Nel 2009 l'attività esplorativa (1.228 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi, in particolare con la scoperta *giant* di Perla (Eni 50%) in Venezuela e con la scoperta ad elevato potenziale di Cabaça Norte (Eni 35%, operatore) in Angola. Altri importanti successi esplorativi sono stati ottenuti in Ghana, Golfo del Messico, Indonesia, Mare del Nord e Pakistan. Nell'anno sono stati completati 69 pozzi esplorativi in quota Eni, oltre a 10 pozzi *in progress* a fine esercizio con un tasso di successo commerciale del 43,6% in quota Eni.

Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di nuovi permessi in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico e Norvegia, in linea con le strategie Eni di consolidamento delle presenze in aree selezionate.

Principali dati economici e finanziari	2007	2008	2009
(milioni di euro)			
Ricavi della gestione caratteristica	87.204	108.082	83.227
Utile operativo	18.739	18.517	12.055
Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)	19.004	21.608	13.122
Utile netto ^(b)	10.011	8.825	4.367
Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}	9.569	10.164	5.207
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	15.517	21.801	11.136
Investimenti tecnici	10.593	14.562	13.695
Investimenti in partecipazioni ^(c)	9.909	4.305	2.323
Dividendi per esercizio di competenza ^(d)	4.750	4.714	3.622
Dividendi pagati nell'esercizio	4.583	4.910	4.166
Costi di ricerca e sviluppo	208	217	207
Totale attività a fine periodo	101.460	116.673	117.529
Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo	19.830	20.837	24.800
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo	42.867	48.510	50.051
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	16.327	18.376	23.055
Capitale investito netto a fine periodo	59.194	66.886	73.106
Prezzo delle azioni a fine periodo (euro)	25,05	16,74	17,80
Numero azioni in circolazione a fine periodo (milioni)	3.656,8	3.622,4	3.622,4
Capitalizzazione di borsa ^(e) (miliardi di euro)	91,6	60,6	64,5

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

(b) Di competenza Eni.

(c) Al netto delle disponibilità nette acquisite.

(d) L'importo 2009 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

Principali indicatori reddituali e finanziari	2007	2008	2009
Utile netto			
- per azione ^(a) (euro)	2,73	2,43	1,21
- per ADR ^{(a)(b)} (USD)	7,49	7,15	3,36
Utile netto <i>adjusted</i>			
- per azione ^(a) (euro)	2,61	2,79	1,44
- per ADR ^{(a)(b)} (USD)	7,16	8,21	4,01
Return On Average Capital Employed (ROACE)			
- reported (%)	20,5	15,7	8,0
- adjusted (%)	19,4	17,6	9,2
Leverage	0,38	0,38	0,46
Dividendo di competenza (euro per azione)	1,30	1,30	1,00
Pay-out ^(c) (%)	47	53	83
Redditività complessiva per l'azionista (TSR) (%)	3,2	(29,1)	13,7
Dividend yield ^(d) (%)	5,3	7,6	5,8

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

(c) Il valore 2009 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

Principali indicatori di mercato	2007	2008	2009
Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	72,52	96,99	61,51
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,371	1,471	1,393
Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	52,90	65,93	44,16
Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,52	6,49	3,13
Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	6,45	8,85	3,56
Margini europei medi di raffinazione in euro	3,30	4,41	2,25
Euribor - euro a tre mesi (%)	4,3	4,6	1,2
Libor - dollaro a tre mesi (%)	5,3	2,9	0,7

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

(b) Fonte: BCE.

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

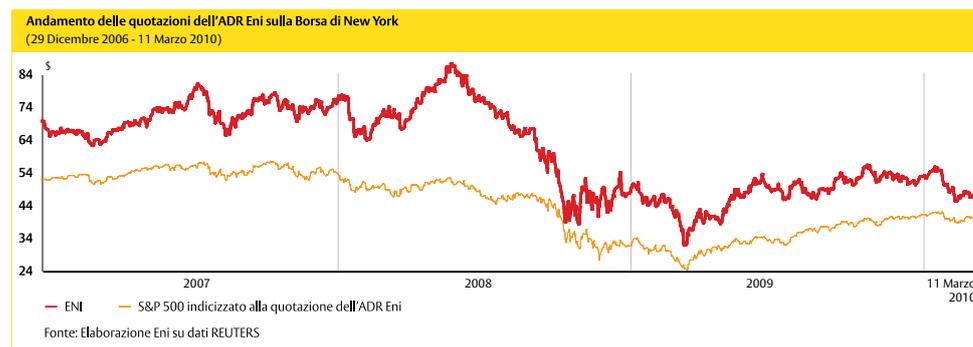
Principali dati operativi		2007	2008	2009
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.370	6.600	6.571
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.219	3.335	3.463
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	512	531	506
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	10,2
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1.797	1.769
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.020	1.026	1.007
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	125	124
Gas & Power				
Vendite gas mondo ^(a)	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	103,72
Vendite di GNL ^(b)	(miliardi di metri cubi)	11,7	12,0	12,9
Clients in Italia	(milioni)	6,61	6,63	6,88
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	76,90
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	33,96
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,15	35,84	34,55
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,80	12,03	12,02
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo ^(c)	(numero)	6.440	5.956	5.986
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa ^(c)	(migliaia di litri)	2.486	2.502	2.477
Petrochimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.795	7.372	6.521
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.513	4.684	4.265
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	11.845	13.860	9.917
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	15.390	19.105	18.730
Dipendenti a fine periodo	(numero)	75.862	78.880	78.417

(a) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 6,17 miliardi di metri cubi (5,39 e 6,00 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) di cui 2,57 miliardi di metri cubi in Europa (3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) e 3,60 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (1,8 e 2,64 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008).

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

(c) I dati dell'esercizio 2007 includono le attività *downstream* in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

ENI IN BORSA



Consiglio di Amministrazione Eni



Roberto Poli
Presidente



Paolo Scaroni
Amministratore Delegato
e Direttore Generale

Lettera agli Azionisti

Nel 2009 Eni ha conseguito risultati superiori alle aspettative e tra i migliori dell'industria, in un contesto di mercato caratterizzato dalla recessione economica più forte degli ultimi sessanta anni. Tutto ciò è stato possibile grazie alla solidità del nostro portafoglio di *business* integrato, in grado di attenuare gli impatti delle contrazioni del ciclo economico.

Gli obiettivi raggiunti nel 2009 ci hanno consentito di proseguire la nostra strategia di crescita. In particolare abbiamo conseguito importanti risultati nei settori Exploration & Production e Gas & Power, con i progetti *giant* in Venezuela e Iraq, l'ingresso in nuove aree a elevato potenziale come il Ghana, il perfezionamento di accordi strategici nelle aree *core* di Russia, Regione del Caspio (Kazakhstan e Turkmenistan) e Africa, il completamento dell'acquisizione di Distrigas e la riorganizzazione dei *business* regolati in Italia.

La consolidata *partnership* strategica con Gazprom, giunta nel 2009 al 40° anno di vita, ci consentirà di continuare a perseguire iniziative di sviluppo nei settori dell'*upstream* e del mercato del gas.

Il 22 gennaio 2010 abbiamo ratificato il *Technical Service Contract* per lo sviluppo del giacimento di Zubair, della durata di 20 anni estendibili di ulteriori 5. L'obiettivo è di raggiungere il livello produttivo *target* di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Il 26 gennaio 2010 abbiamo siglato con la società di Stato venezuelana PDVSA l'accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento Junin 5, con riserve di olio pesante "*in place*" certificate di 35 miliardi di barili.

Eni, anche quest'anno, è stata riconosciuta fra le compagnie con il più elevato indice di sostenibilità tra le società del

settore *oil&gas* presenti nel *Dow Jones Sustainability Index*. Nel corso del 2009, abbiamo conseguito efficienze di 400 milioni di euro, con risparmi cumulati dal 2006 di 1,3 miliardi di euro.

Nonostante la ripresa del prezzo del petrolio, l'*outlook* 2010 presenta sfide importanti. Eni conferma la sua strategia e si propone di conseguire una crescita di lungo termine della produzione superiore alla media dei concorrenti e di consolidare la propria *leadership* nel mercato europeo del gas, preservando una solida struttura patrimoniale e continuando a creare valore per i suoi azionisti.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto del 2009 è stato di 4,37 miliardi di euro.

L'utile netto *adjusted* è stato di 5,21 miliardi di euro con una flessione del 49%, rispetto al 2008, per effetto della rilevante flessione del prezzo del barile nei primi nove mesi dell'anno, della caduta del margine di raffinazione e dell'incremento del *tax rate adjusted*, che hanno più che bilanciato la crescita dei risultati di Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni.

La remunerazione del capitale investito (*ROACE*) è stata del 9,2% *adjusted*.

Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di 11,1 miliardi di euro, i proventi da cessioni di 3,6 miliardi di euro e la sottoscrizione da parte di terzi dell'aumento di capitale in Snam Rete Gas di 1,5 miliardi di euro, hanno consentito di finanziare parte dei fabbisogni per gli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di 13,7 miliardi di euro, il completamento dell'acquisizione di Distrigas di 2,04 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni di 4,17 miliardi di euro.

A fine esercizio il *leverage* è aumentato a 0,46.



Alberto Clò
Consigliere



Paolo Andrea Colombo
Consigliere



Paolo Marchioni
Consigliere



Marco Reboa
Consigliere

I risultati raggiunti ci consentono di proporre all'Assemblea degli Azionisti un dividendo di 1 euro per azione, di cui 0,50 già distribuiti come acconto nel settembre 2009.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La nostra strategia rimane immutata. Il robusto portafoglio progetti e le opportunità di investimento ci consentiranno di raggiungere i nostri obiettivi di crescita.

Nel prossimo quadriennio abbiamo in programma investimenti per 52,8 miliardi di euro, incluse le iniziative strategiche in Iraq e in Venezuela, con un incremento di circa l'8% rispetto al piano precedente.

Il *cash flow* e le operazioni di dismissione programmate ci consentiranno di finanziare gli investimenti e di remunerare gli azionisti.

La Divisione **EXPLORATION & PRODUCTION** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 3,9 miliardi di euro, in diminuzione del 50,9% rispetto al 2008, per effetto di uno scenario prezzi sfavorevole nei primi nove mesi (Brent -37%), dei minori volumi venduti e del maggior *tax rate*.

La produzione di petrolio e gas naturale è stata di 1,769 milioni di barili/giorno in diminuzione dell'1,6% rispetto al 2008; escludendo i tagli OPEC, pari a circa 28 mila barili/giorno, la produzione risulta sostanzialmente invariata. Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve è stato del 96%, corrispondente ad una vita utile residua di 10,2 anni al 31 dicembre 2009 (10 anni nel 2008). Abbiamo ampliato la *resource base* di oltre 1 miliardo di boe grazie al successo dell'attività esplorativa in Venezuela con la scoperta *giant* Perla, in Angola, Ghana e Golfo del Messi-

co. Tutto ciò con una spesa per esplorazione inferiore del 30% rispetto al 2008.

Nel 2009 sono stati avviati 27 nuovi giacimenti, che contribuiranno a regime con 190 mila boe/giorno alla nostra produzione. Il portafoglio *upstream* è stato rafforzato, oltre che con gli accordi in Iraq e in Venezuela, anche attraverso i successi esplorativi in Angola e con le acquisizioni di nuove licenze in Ghana, nel mar di Barents e in Pakistan.

Siamo entrati a far parte di iniziative per la produzione di gas *unconventional* in Usa, con l'acquisizione da Quicksilver Resources Inc di una partecipazione nell'Area "Alliance" contenente riserve di *gas shale*, e in Indonesia, aggiudicandoci la quota del 37,8% nella licenza di Sanga Sanga per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*).

L'obiettivo per il quadriennio è incrementare la produzione ad un tasso superiore al 2,5%, con un livello produttivo *target* di oltre 2 milioni di barili/giorno al 2013, assumendo uno scenario di prezzo del Brent pari a 65 dollari/barile. La maggior parte dei progetti sono prossimi alla *final investment decision* ("fid") o sono già stati sanzionati. Si prevede che la produzione al 2013 proverrà per circa tre quarti da giacimenti in esercizio al 2009 e per la parte restante da nuovi avvii, in particolare i progetti Zubair in Iraq, Kashagan e Algeria, First Calgary, che contribuiranno con circa 560 mila barili/giorno.

La Divisione **GAS & POWER** ha realizzato nel 2009 un utile netto *adjusted* di 2,92 miliardi di euro in aumento del 10% rispetto al 2008, nonostante la significativa flessione dei consumi di gas (-7,4% su scala europea; -10% nel mercato Italia). Questo risultato riflette la tenuta dei *business* regolati, l'ottima *performance* di Distrigas e le sinergie di integrazione.



Mario Resca
Consigliere



Pierluigi Scibetta
Consigliere



Francesco Taranto
Consigliere

Anche i volumi di vendita hanno tenuto, con quasi 104 miliardi di metri cubi, per effetto dell'espansione sul mercato europeo che ha consentito di assorbire il calo delle vendite in Italia (-24%).

Grazie alla *partnership* strategica con Gazprom, abbiamo rinegoziato i termini dei nostri principali contratti di approvvigionamento di lungo termine, migliorando la nostra flessibilità operativa.

La nostra strategia sarà focalizzata sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo del gas, dei margini e della quota di mercato in Italia, puntando sulla forza commerciale, le relazioni di lungo termine con i Paesi fornitori e l'accesso alle infrastrutture di trasporto internazionali. Accesso che non sarà intaccato dalla dismissione della proprietà dei tre gasdotti di importazione da Russia e Nord Europa, proposta in sede europea per la chiusura della vertenza *antitrust*.

Ci aspettiamo nel 2010 una debole ripresa della domanda di gas in particolare sul mercato italiano. L'integrazione commerciale con Distrigas e il beneficio delle rinegoziazioni con i fornitori internazionali ci consentiranno di assorbire eventuali flessioni delle vendite domestiche e mantenere quelle di gas complessive ai livelli del 2009. Al 2013 ci proponiamo di raggiungere un volume di vendite di circa 118 miliardi di metri cubi, che corrisponde a un tasso di crescita medio annuo superiore al 3%.

In Italia, per quanto riguarda i *business* regolati, prevediamo di ottenere ritorni indipendenti dall'andamento dello scenario, sostenuti dalla redditività garantita degli investimenti programmati e dalle sinergie derivanti dall'integrazione della filiera trasporto, distribuzione e stoccaggio.

La Divisione **REFINING & MARKETING** ha riportato una perdita di 197 milioni di euro dovuta all'estrema debolezza della raffinazione (-52% il margine TRC). Le lavorazioni sono state ridotte di un milione di tonnellate. Tali impatti sono stati attenuati in parte dalla buona tenuta delle attività commerciali, grazie alle efficaci azioni di *marketing* adottate.

Nel 2010, in uno scenario atteso ancora debole, la nostra strategia prevede investimenti selettivi volti a incrementare la capacità di conversione, a rafforzare la struttura impiantistica e aumentare l'efficienza energetica.

Nel *marketing* puntiamo a consolidare la *leadership* nel mercato italiano attraverso il continuo miglioramento degli *standard* qualitativi, i programmi di fidelizzazione, lo sviluppo del *business non-oil*, nonché il *re-branding* al marchio eni. All'estero la crescita sarà focalizzata su: Germania, Svizzera e Austria. In Austria, il 21 gennaio, abbiamo chiuso un accordo con Exxon per l'acquisizione di 135 impianti, attività extrarete, di logistica e stoccaggio.

La Divisione **INGEGNERIA & COSTRUZIONI** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 892 milioni di euro, con un aumento del 14% rispetto al 2008 per effetto della migliore *performance* operativa che ha beneficiato del robusto portafoglio ordini e del miglioramento dell'efficienza. Saipem sta completando l'espansione della propria flotta di mezzi di costruzione e di perforazione di classe mondiale, consolidando la sua *leadership* nelle attività di *project management*, ingegneria e costruzioni nel settore dei servizi all'industria petrolifera.

La **PETROLCHIMICA** ha riportato una perdita sia a livello operativo sia a livello di risultato netto *adjusted* (rispettivamente -426 e -340 milioni di euro) dovuta alle difficili condizioni di mercato: domanda in calo, eccesso

di capacità e forte pressione competitiva sui prodotti *commodity*.

La nostra strategia è incentrata al miglioramento dell'efficienza, riposizionando la *mix* prodotti su quelli a più elevato valore aggiunto e investendo in modo selettivo nelle aree a maggior vantaggio competitivo (stirenici ed elastomeri), utilizzando le nostre tecnologie proprietarie.

Sviluppo sostenibile

Nel campo dello sviluppo sostenibile, vogliamo confermarci fra le società del settore *oil&gas* con il più elevato indice di sostenibilità al mondo.

Per fare questo, dedicheremo i nostri sforzi al miglioramento della sostenibilità delle nostre attività facendo leva sull'impegno nella ricerca e nell'innovazione, sullo sviluppo delle comunità locali, sulla tutela dell'ambiente, sulla promozione di più elevati *standard* di salute e sicurezza e la valorizzazione delle nostre persone. Nella gestione dell'impresa e nei rapporti con i *partner*, la nostra priorità è la difesa e la promozione dei diritti umani.

Eni conferma il proprio impegno, nel prossimo quadriennio, nella ricerca e nell'innovazione tecnologica, focalizzando la propria attenzione sullo sviluppo di tecnologie

per la scoperta e la produzione di idrocarburi, sull'uso di energie rinnovabili e sulla riqualificazione ambientale dei siti dismessi. Perseguiamo questi obiettivi attraverso alleanze strategiche con centri di eccellenza internazionali e con l'impegno delle nostre risorse.

L'attenzione dedicata alle persone è uno dei fattori di successo di Eni. Nella gestione delle risorse umane intendiamo realizzare programmi per migliorare le capacità di *leadership*, sviluppare la conoscenza del *business* e promuovere lo sviluppo internazionale.

Verso i Paesi e le comunità che ospitano le nostre attività instauriamo relazioni improntate ad un modello di cooperazione che ne promuova la crescita e il progresso attraverso la valorizzazione delle potenzialità locali, il trasferimento di competenze, la realizzazione di investimenti e lo sviluppo di *partnership*.

In conclusione, Eni archivia il 2009 con risultati positivi nonostante le difficoltà dello scenario energetico e di mercato. In un 2010 ancora incerto, Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al *top* del settore e a creare valore sostenibile per i suoi azionisti nel breve e nel lungo termine.

11 marzo 2010



Il Presidente

per il Consiglio di Amministrazione



L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE⁽¹⁾

Presidente

Roberto Poli⁽²⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Paolo Scaroni⁽³⁾

Amministratori

Alberto Clò, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni,

Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta,

Francesco Taranto

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Claudio Descalzi⁽⁴⁾

Divisione Gas & Power

Domenico Dispenza⁽⁵⁾

Divisione Refining & Marketing

Angelo Caridi⁽⁶⁾

COLLEGIO SINDACALE⁽⁷⁾

Presidente

Ugo Marinelli

Sindaci effettivi

Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi,

Tiziano Onesti, Giorgio Silva

Sindaci supplenti

Francesco Bilotti, Pietro Alberico Mazzola

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO

AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA

Raffaele Squitieri⁽⁸⁾

Sostituto

Amedeo Federici⁽⁹⁾

Società di revisione⁽¹⁰⁾

PricewaterhouseCoopers SpA

(1) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

(2) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008.

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione l'11 giugno 2008.

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2008.

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006.

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 3 agosto 2007.

(7) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 28 ottobre 2009.

(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 3-4 dicembre 2008.

(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 24 maggio 2007 per il triennio 2007-2009.

Exploration & Production



Principali indicatori di performance ^(a)		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(milioni di euro)	26.920	33.042	23.801
Utile operativo		13.433	16.239	9.120
Utile operativo <i>adjusted</i>		13.770	17.222	9.484
Utile netto <i>adjusted</i>		6.328	7.900	3.878
Investimenti tecnici		6.480	9.281	9.486
di cui: <i>ricerca esplorativa</i> ^(c)		1.659	1.918	1.228
Capitale investito netto <i>adjusted</i> a fine periodo ^(d)		23.826	30.362	32.455
ROACE <i>adjusted</i> ^(d)	(%)	30,4	29,2	12,3
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	(\$/barile)	67,70	84,05	56,95
- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	191,37	282,82	198,64
- Idrocarburi	(\$/boe)	53,17	68,13	46,90
Produzioni ^(e)				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.020	1.026	1.007
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	125	124
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1.797	1.769
Riserve certe ^{(e)(f)(g)}				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.219	3.335	3.463
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	512	531	506
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.370	6.600	6.571
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	10,2
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> delle riserve ^{(e)(g)}	(%)	90	135	96
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.023	10.891	10.870

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Include *bonus* esplorativi.

(d) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

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

(f) Sulla base della nuova *rule* SEC, ai fini della determinazione delle riserve certe 2009 è stato utilizzato il prezzo medio annuale, determinato come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno lavorativo di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Per gli anni precedenti è stato utilizzato il prezzo dell'ultimo giorno dell'anno.

(g) Include 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due *partner* Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.

Portafoglio

- › È stato ratificato il *Technical Service Contract* con le compagnie di Stato dell'Iraq per lo sviluppo del giacimento di Zubair (Eni 32,8%). Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.
- › È stato siglato un accordo con la società di Stato venezuelana PDVSA per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "in place" certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un *plateau* produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno e un *plateau* di lungo termine di 240 mila barili/giorno.
- › È stata acquisita da Quicksilver Resources Inc. la quota del 27,5% degli *asset* detenuti dalla società nell'area "Alliance" nel Texas settentrionale, contenente riserve di *gas shale*. Quicksilver mantiene il 72,5% e l'*operatorship* dell'iniziativa. Il prezzo della transazione è stato di 280 milioni di dollari. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli *asset* acquisiti è stata di 4 mila barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, che cresceranno a circa 10 mila boe nel 2011.
- › È stata acquisita la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.
- › Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, è stata definita la razionalizzazione delle attività minerarie in Italia con la costituzione di tre *Newco* alle quali sono stati conferiti rispettivamente tre *cluster* di titoli raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise) e Mezzogiorno, nell'area di Crotone. Sono in fase avanzata le trattative di vendita a terzi delle due Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, conferitarie rispettivamente degli *asset* del Nord e Centro Italia.
- › Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen.

Cessione delle partecipazioni negli *asset* russi

- › Il 7 aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile 2009 pari a 3.070 milioni di euro corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliardi di dollari), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, 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. Nella stessa occasione, Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.
- › Il 23 settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato, in forza dell'esercizio della *call option*, la cessione a Gazprom della quota del 51% della *joint-venture* che possiede le tre società russe attive nello sviluppo di riserve di gas nella regione di Yamal Nenets in Siberia. Il corrispettivo della cessione è di 940 milioni di dollari in quota Eni. Le parti hanno concordato di produrre il primo gas dal giacimento di Samburskoye entro giugno 2011 e di raggiungere il *target* di 150 mila boe/giorno entro 2 anni dall'avvio della produzione.

Partnership Agreement

Nel 2009, attraverso il modello di cooperazione Eni, sono state definite importanti *partnership* strategiche con l'obiettivo di integrare il *business* tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati *standard* di sviluppo socio-economico:

- › Nel febbraio 2009 sono stati perfezionati i tre accordi con la compagnia petrolifera angolana Sonangol nell'ambito del *framework agreement* firmato nell'agosto 2008, che prevedono: (i) lo studio di fattibilità dell'utilizzo di gas associato per l'alimentazione di una nuova centrale elettrica; (ii) studi e ricerche di aree *onshore* per la valutazione di possibili iniziative nel settore *upstream*; (iii) la definizione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani nel campo energetico.
- › Nel marzo 2009 è stato firmato con il Governo del Pakistan un *Protocol for Cooperation* per lo sviluppo di progetti *upstream*, *midstream* e *downstream* nel Paese. Eni metterà a disposizione il proprio *know-how* e le innovative tecnologie nel campo dello sviluppo di giacimenti di idrocarburi.
- › Nel maggio 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con il Ministero del Petrolio egiziano per ampliare la *partnership* nello sviluppo di idrocarburi. In particolare l'accordo prevede: (i) l'estensione fino al 2030 della concessione del giacimento *giant* Belayim (Eni 100%) nel Golfo di Suez, con l'impegno Eni di spesa per 1,5 miliardi di dollari nei pros-

simi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi; (ii) la collaborazione in future iniziative di sviluppo delle riserve di gas naturale a grandi profondità; (iii) l'avvio di iniziative nel campo della formazione e del *knowledge management*.

- › Nell'agosto 2009 è stato firmato un accordo strategico con il Ministro del Petrolio della Repubblica Democratica del Congo al fine di avviare la cooperazione nello sviluppo delle importanti riserve di idrocarburi convenzionali e non convenzionali presenti nel Paese, la modernizzazione delle infrastrutture industriali nonché iniziative nel campo della formazione.
- › Nel novembre 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con la compagnia petrolifera di Stato kazaka KazMunaiGas nell'ambito del Memorandum d'Intesa del luglio 2009. In particolare si prevede: (i) attività di esplorazione nelle aree di Isatay e Shangala nel Mar Caspio; (ii) studi di iniziative volte ad ottimizzare l'utilizzo del gas nel Paese; (iii) studi di possibili iniziative industriali congiunte, tra le quali l'*upgrading* della raffineria di Pavlodar controllata da KMG.
- › Nel dicembre 2009 è stato firmato un protocollo d'intesa con il Turkmenistan allo scopo di promuovere e rafforzare la collaborazione nello sviluppo dell'industria petrolifera nel Paese. Eni, in collaborazione con l'Agenzia e le compagnie di Stato per gli idrocarburi, condurrà studi per valorizzare il potenziale minerario locale, mettendo a disposizione le proprie capacità in termini tecnologici, operativi e di sviluppo sostenibile.

Risultati finanziari

- › L'utile netto *adjusted* di 3.878 milioni di euro è diminuito di 4.022 milioni di euro rispetto al 2008 (-50,9%) per effetto della flessione del prezzo del petrolio nei primi nove mesi, dei minori prezzi del gas naturale e della minore produzione venduta parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.
- › Il ROACE *adjusted* è pari al 12,3% nel 2009 (29,2% nel 2008).
- › I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono diminuiti in media del 31,2% rispetto al 2008, per effetto della flessione delle quotazioni del *marker* di mercato Brent (-36,6%).

Produzione

- › La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dai nuovi avvii/crescita nonché dall'effetto prezzo positivo nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno).
- › Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 2,5% con l'obiettivo di superare i 2 milioni di barili/giorno nel 2013, con un prezzo del Brent di 65 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica nelle aree *core* dell'Africa e dell'Asia centrale.

Riserve

- › Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2009 determinate sulla base del prezzo di 59,9 dollari/barile per il *marker* Brent ammontano a 6,57 miliardi di boe (-0,4% rispetto al 2008). Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 96%, corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo verificatosi a fronte della crescita dei prezzi dei liquidi (il *marker* Brent di riferimento a fine 2008 era stato pari a 36,5 dollari/barile) il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

Investimenti di esplorazione e sviluppo

- › Nel 2009 sono stati investiti 9.486 milioni di euro per la valorizzazione degli *asset* nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia centrale. L'attività esplorativa dell'anno (1.228 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi quali la grande scoperta a gas di Perla nell'*offshore* venezuelano e la scoperta a olio nell'*offshore* angolano di Cabaça Norte. Inoltre, ulteriori importanti scoperte sono state effettuate in Ghana, nel Mare del Nord, nel Golfo del Messico e nell'*offshore* indonesiano.
- › Sono stati completati 69 nuovi pozzi esplorativi (37,6 in quota Eni), oltre a 10 pozzi *in progress* a fine esercizio (4,2 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 41,9% (43,6% in quota Eni).
- › Sono stati investiti 7.478 milioni di euro (+16,3% rispetto al 2008) nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola.

Riserve

Generalità

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

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi¹ sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

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

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe.

Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve.

Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore²; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators* (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni delle unità operative; (iii) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (iv) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei *Division Reserves Evaluators* (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e oltre 10 anni nella valutazione delle riserve.

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

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione³ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti². Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non ve-

(1) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

(3) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

rificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2009 da Ryder

Scott Company e DeGolyer and MacNaughton⁴ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2009 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2009⁵. Nel triennio 2007-2009 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 Dicembre 2009 il principale campo non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è il solo giacimento di Barbara (Italia).

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto⁶. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in <i>joint venture</i> e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2008	6.242	358	6.600
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	680	15	695
Effetto prezzo	(100)	(3)	(103)
Promozioni nette	580	12	592
Acquisizioni	26		26
Cessioni	(1)		(1)
Produzione	(638)	(8)	(646)
Riserve certe al 31 dicembre 2009	6.209	362	6.571
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> (%)	95	150	96
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> escluso l'effetto prezzo (%)	109	187	109

Nel 2009 le promozioni nette a riserve certe (592 milioni di boe) sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+361 milioni di boe) in particolare in Egitto, Italia, Congo, Regno Unito e Stati Uniti a cui vanno dedotte le revisioni imputabili all'effetto prezzo (-103 milioni di boe) determinato sulla base della variazione del prezzo del *marker* Brent di riferimento, passato da 36,6 dollari/barile del 2008 a 59,9 \$/barile del 2009, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve *equity* nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione; (ii) nuove scoperte, estensioni ed altro (+297 milioni di boe), in particolare in Norvegia, Algeria, Iraq e Libia; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+37 milioni di boe) in particolare in Angola, Norvegia e Libia.

Le principali promozioni hanno riguardato i giacimenti Goliat in Norvegia, Belayim in Egitto, M'Boundi in Congo, Bahr Essalam in Libia, i progetti CAFC e MLE in Algeria e il giacimento di Zubair in Iraq.

Le acquisizioni si riferiscono quasi esclusivamente all'ingresso con una partecipazione del 27,5% in alcuni *asset* detenuti dalla società Quicksilver nell'area "Alliance" in Texas.

Nel 2009 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe⁷ è stato del 96%, corrispondente ad una vita utile residua delle riserve di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

(4) I *report* degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

(5) Include le riserve delle società in *joint venture* e collegate.

(6) Include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due *partner* Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.

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

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 ^(a)	747	638	1.879	1.095	1.061	198	259	133	6.010	360	6.370
<i>Sviluppate</i>	534	537	1.183	766	494	127	158	63	3.862	63	3.925
<i>Non sviluppate</i>	213	101	696	329	567	71	101	70	2.148	297	2.445
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242	358	6.600
<i>Sviluppate</i>	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948	68	4.016
<i>Non sviluppate</i>	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294	290	2.584
Riserve certe al 31 dicembre 2009 ^(a)	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209	362	6.571
<i>Sviluppate</i>	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030	74	4.104
<i>Non sviluppate</i>	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179	288	2.467

Riserve certe di petrolio e condensati		(milioni di barili)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 ^(a)	215	345	878	725	753	44	138	29	3.127	92	3.219
<i>Sviluppate</i>	133	299	649	511	219	35	81	26	1.953	21	1.974
<i>Non sviluppate</i>	82	46	229	214	534	9	57	3	1.174	71	1.245
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	92	3.335
<i>Sviluppate</i>	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	27	2.036
<i>Non sviluppate</i>	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	65	1.299
Riserve certe al 31 dicembre 2009 ^(a)	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463
<i>Sviluppate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035
<i>Non sviluppate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1.428

Riserve certe di gas naturale		(miliardi di metri cubi)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 ^(a)	87	47	162	60	50	25	20	17	468	44	512
<i>Sviluppate</i>	65	38	87	42	45	15	13	6	311	6	317
<i>Non sviluppate</i>	22	9	75	18	5	10	7	11	157	38	195
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	81	40	179	59	69	26	17	17	488	43	531
<i>Sviluppate</i>	58	32	100	41	57	12	10	6	316	6	322
<i>Non sviluppate</i>	23	8	79	18	12	14	7	11	172	37	209
Riserve certe al 31 dicembre 2009 ^(a)	77	39	167	60	61	23	18	16	461	45	506
<i>Sviluppate</i>	57	35	99	41	53	15	14	16	330	7	337
<i>Non sviluppate</i>	20	4	68	19	8	8	4		131	38	169

Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc = 0,00615 barili di petrolio.

(a) In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state calcolate considerando un working interest Eni di 16,81% al 31 dicembre 2009 e 2008 e di 18,52% nel 2007.

Produzione

La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dagli avvii/crescita in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Venezuela e nel Golfo del Messico nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel 2008).

La produzione di petrolio (1.007 mila barili/giorno) è diminuita di 19 mila barili/giorno rispetto al 2008 (-1,9%) per effetto dei tagli produttivi OPEC. Esclusa questa causa, l'impatto di fermate non programmate in Libia e il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, sono stati più che compensati dalla crescita organica registrata in: (i) Angola, per l'avvio del progetto Tombua-Landana (Eni 20%) e la migliore *performance* del Blocco 0 (Eni 9,8%); (ii) Congo per la crescita del progetto Awa Paloukou (Eni 90%); (iii) Kazakhstan,

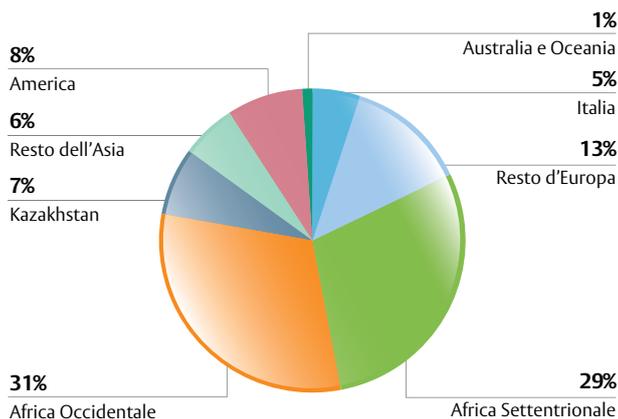
per una migliore *performance*; (iv) Golfo del Messico, per l'avvio dei progetti Thunderhawk (Eni 25%), Pegasus (Eni 58%) e Longhorn (Eni 75%); (v) Venezuela, per l'entrata a regime del giacimento Corocoro (Eni 26%).

La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) è in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,8%). I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico, Congo, per il contributo del progetto M'Boundi gas (Eni 83%), e Croazia, a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 50%). Le riduzioni hanno riguardato la Libia, per i cali nella domanda europea di gas e problemi tecnici, e il declino di giacimenti maturi in particolare in Italia.

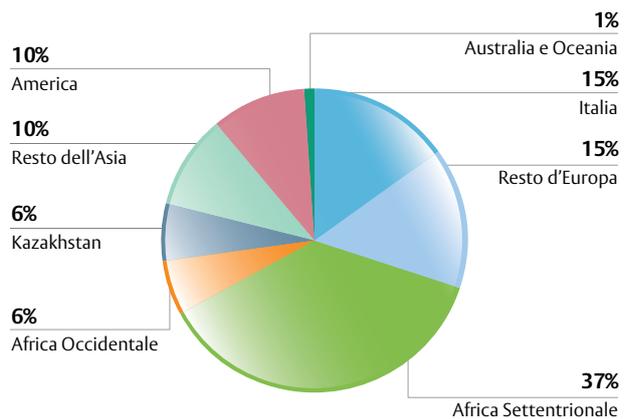
La produzione venduta di idrocarburi è stata di 622,8 milioni di boe. La differenza di 22,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 645,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (19,1 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (365,2 milioni di barili) è stata destinata per circa il 60% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 17% destinata alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (41,9 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 30% al settore Gas & Power.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica



Produzione di gas naturale per area geografica



Produzione giornaliera di idrocarburi ^{(a),(b)}

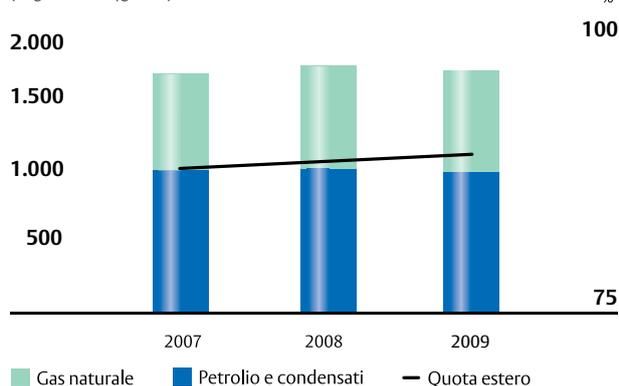
	2007			2008			2009			2009 vs 2008	
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	ass.	%
Italia	75	22,4	212	68	21,2	199	56	18,5	169	(30)	(15,1)
Resto d'Europa	157	18,4	270	140	17,8	249	133	18,6	247	(2)	(0,8)
Croazia		1,5	9		2,0	12		2,7	17	5	41,7
Norvegia	90	7,7	137	83	7,5	129	78	7,8	126	(3)	(2,3)
Regno Unito	67	9,2	124	57	8,3	108	55	8,1	104	(4)	(3,7)
Africa Settentrionale	337	41,7	594	338	49,9	645	292	45,7	573	(72)	(11,2)
Algeria	85	0,5	88	80	0,5	83	80	0,5	83		
Egitto	97	23,0	238	98	23,2	240	91	22,5	230	(10)	(4,2)
Libia	142	17,8	252	147	25,7	306	108	22,1	244	(62)	(20,3)
Tunisia	13	0,4	16	13	0,5	16	13	0,6	16		
Africa Occidentale	280	7,7	327	289	7,4	335	312	7,8	360	25	7,5
Angola	132	0,7	136	121	0,8	126	125	0,8	130	4	3,2
Congo	67	0,3	69	84	0,4	87	97	0,8	102	15	17,2
Nigeria	81	6,7	122	84	6,2	122	90	6,2	128	6	4,9
Kazakhstan	70	6,7	112	69	6,9	111	70	7,3	115	4	3,6
Resto dell'Asia	37	11,6	108	49	12,0	124	57	12,6	135	11	8,9
Cina	6	0,3	8	6	0,3	8	7	0,2	8		
India								0,1	1	1	
Indonesia	2	3,0	20	2	2,8	20	2	3,0	21	1	5,0
Iran	26		26	28		28	35		35	7	25,0
Pakistan	1	8,3	52	1	8,9	56	1	9,3	58	2	3,6
Russia	2		2								
Turkmenistan				12		12	12		12		
America	53	6,8	95	63	8,9	117	79	12,0	153	36	30,8
Ecuador	16		16	16		16	14		14	(2)	(12,5)
Stati Uniti	37	5,1	69	42	7,3	87	57	10,1	119	32	36,8
Trinidad e Tobago		1,7	10		1,6	9		1,9	12	3	33,3
Venezuela				5		5	8		8	3	60,0
Australia e Oceania	11	1,2	18	10	1,2	17	8	1,4	17		
Australia	11	1,2	18	10	1,2	17	8	1,4	17		
Totale	1.020	116,5	1.736	1.026	125,3	1.797	1.007	123,9	1.769	(28)	(1,6)

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,5, 8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2009, 2008 e 2007).

(b) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero

(migliaia di boe/giorno)



Norvegia (Mare del Nord) - giacimento di Ekofisk.

Attività di *drilling*

Esplorazione

Nel 2009 sono stati ultimati 69 nuovi pozzi esplorativi⁸ (37,6 in quota Eni), a fronte dei 111 (58,4 in quota Eni) del 2008 e degli 81 (43,5 in quota Eni) del 2007.

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

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41,9% (43,6% in quota Eni) a fronte del 36,5% (43,4% in quota Eni) del 2008 e del 40% (38% in quota Eni) nel 2007.

Sviluppo

Nel 2009 sono stati ultimati 418 nuovi pozzi di sviluppo (175,1 in quota Eni), a fronte dei 366 (155,1 in quota Eni) del 2008 e dei 349 (156,7 in quota Eni) del 2007.

È attualmente in corso la perforazione di 116 pozzi di sviluppo (41,2 in quota Eni) mentre i pozzi dedicati alla produzione di petrolio e gas sono 7.181 pozzi (2.417,2 in quota Eni).

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

Perforazione esplorativa e di sviluppo ^(a)

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2007									
Pozzi esplorativi	4,0	1,4	15,3	1,7	0,2	0,2	9,6	0,6	33,0
<i>Pozzi di successo commerciale</i>	0,5		7,7	0,5		0,2	3,6		12,5
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	3,5	1,4	7,6	1,2	0,2		6,0	0,6	20,5
Pozzi di sviluppo	17,0	27,3	45,8	18,5	1,3	37,8	8,4	0,6	156,7
<i>Pozzi produttivi</i>	17,0	27,2	45,8	18,5	1,3	34,1	5,9	0,6	150,4
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>		0,1				3,7	2,5		6,3
2008									
Pozzi esplorativi	0,7	3,7	22,9	7,4		16,2	3,4	1,4	55,7
<i>Pozzi di successo commerciale</i>		0,7	8,7	4,0		9,4	1,4		24,2
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	0,7	3,0	14,2	3,4		6,8	2,0	1,4	31,5
Pozzi di sviluppo	12,9	5,5	47,6	37,2	2,6	43,0	6,3		155,1
<i>Pozzi produttivi</i>	11,3	5,5	46,4	36,4	2,6	36,5	6,3		145,0
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	1,6		1,2	0,8		6,5			10,1
2009									
Pozzi esplorativi	1,0	4,3	8,6	2,7		6,2	4,8	2,2	29,8
<i>Pozzi di successo commerciale</i>		4,1	4,8			2,3	1,0	0,8	13,0
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>	1,0	0,2	3,8	2,7		3,9	3,8	1,4	16,8
Pozzi di sviluppo	18,3	12,5	41,1	37,7	3,8	42,9	16,6	2,2	175,1
<i>Pozzi produttivi</i>	18,3	12,5	40,7	35,8	3,8	38,6	15,6	2,2	167,5
<i>Pozzi sterili ^(b)</i>			0,4	1,9		4,3	1,0		7,6

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

(8) Inclusi i pozzi ultimati nell'anno, ma temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Attività dell'anno

Pozzi in progress

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Pozzi esplorativi ^(a)									
totali	6,0	25,0	26,0	60,0	13,0	19,0	22,0	1,0	172,0
in quota Eni	4,4	6,6	18,6	15,4	2,3	8,8	8,4	1,0	65,5
Pozzi di sviluppo									
totali	6,0	8,0	16,0	23,0	2,0	13,0	47,0	1,0	116,0
in quota Eni	5,8	1,2	6,9	8,2	0,7	6,2	12,1	0,1	41,2

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

Proprietà di petrolio e gas naturale, superfici e attività

Pozzi produttivi ^(a)

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Petrolio									
totali	185,0	384,0	1.103,0	2.764,0	85,0	355,0	125,0	4,0	5.005,0
in quota Eni	145,7	64,5	469,2	474,3	27,6	255,1	56,3	2,6	1.495,3
Gas naturale									
totali	481,0	198,0	120,0	501,0		658,0	207,0	11,0	2.176,0
in quota Eni	421,1	75,2	49,1	36,6		264,3	72,6	3,0	921,9

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

Superfici

Al 31 dicembre 2009 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.246 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 40 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 347.862 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.794 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 306.068 chilometri quadrati in quota Eni. Nel 2009 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione del 27,5% degli asset Alliance (Quick Silver) in Texas e di una quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga in

Indonesia, entrambi nell'ambito dello sviluppo non convenzionale di gas; (ii) dalla ratifica del contratto di servizio del giacimento *giant* Zubair (Eni 32,8%); (iii) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen per una superficie di circa 40 mila chilometri quadrati in quota Eni; (iv) dal rilascio di licenze esplorative in Mali per una superficie non sviluppata pari a circa 100 mila chilometri quadrati ed ulteriori rilasci di licenze riconducibili ad aree non sviluppate anche in Congo, Egitto, Italia, Marocco, Norvegia, Regno Unito, Russia e Stati Uniti.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2008			31 dicembre 2009				
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	30.511	315	17.918	33.643	51.561	11.794	19.813	31.607
Italia	20.409	167	11.641	15.537	27.178	9.692	12.346	22.038
Resto d'Europa	10.102	148	6.277	18.106	24.383	2.102	7.467	9.569
Croazia	988	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	3.861	51	2.277	8.907	11.184	338	3.074	3.412
Regno Unito	1.450	89	2.025	3.140	5.165	777	692	1.469
Altri Paesi	3.803	6		6.059	6.059		3.701	3.701
AFRICA	249.672	276	70.121	230.549	300.670	19.865	138.884	158.749
Africa Settentrionale	31.088	119	30.820	54.725	85.545	13.431	32.580	46.011
Algeria	909	38	2.152	17.458	19.610	727	16.517	17.244
Egitto	9.741	57	4.445	18.652	23.097	1.571	6.757	8.328
Libia	18.164	13	17.947	18.427	36.374	8.951	9.214	18.165
Tunisia	2.274	11	6.276	188	6.464	2.182	92	2.274
Africa Occidentale	156.557	151	39.301	98.600	137.901	6.434	54.090	60.524
Angola	3.323	67	4.532	16.317	20.849	590	2.803	3.393
Congo	8.244	25	1.865	13.724	15.589	991	7.197	8.188
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana		2		2.300	2.300		1.086	1.086
Mali	128.801	1		47.500	47.500		31.668	31.668
Nigeria	8.574	50	32.904	11.144	44.048	4.853	3.721	8.574
Altri Paesi	62.027	6		77.224	77.224		52.214	52.214
ASIA	93.710	80	18.924	204.274	223.198	6.369	119.272	125.641
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	105	775	880
Resto dell'Asia	92.830	74	18.600	199.665	218.265	6.264	118.497	124.761
Arabia Saudita	25.844	1		51.687	51.687		25.844	25.844
Cina	192	7	237	18.461	18.698	39	18.283	18.322
India	9.091	14	303	27.861	28.164	143	9.946	10.089
Indonesia	17.316	12	1.735	25.940	27.675	656	15.863	16.519
Iraq		1	1.950		1.950	640		640
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Pakistan	18.855	21	9.122	24.782	33.904	2.708	15.493	18.201
Russia	3.891	5	3.597	3.039	6.636	1.058	1.265	2.323
Timor Est	9.779	5		9.999	9.999		7.999	7.999
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	3.598	2		23.296	23.296		20.560	20.560
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	12.043	558	4.737	17.234	21.971	3.090	8.433	11.523
Brasile	1.389	2		1.389	1.389		1.067	1.067
Ecuador	2.000	1	2.000		2.000	2.000		2.000
Stati Uniti	6.648	543	1.977	9.120	11.097	926	5.524	6.450
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	614	3	378	1.178	1.556	98	516	614
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	29.558	17	1.057	48.216	49.273	676	19.666	20.342
Australia	29.520	16	1.057	47.452	48.509	676	19.628	20.304
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	415.494	1.246	112.757	533.916	646.673	41.794	306.068	347.862

(a) Chilometri quadrati.

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

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

ITALIA

Le principali attività dell'anno hanno riguardato: (i) il completamento della prima fase del programma di sviluppo della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) attraverso il collegamento al centro olio dei primi pozzi dell'area di Cerro Falcone, con una produzione di circa 6 mila boe/giorno; (ii) l'avvio del giacimento olio di Tesoro e l'installazione della piattaforma di produzione Annamaria B; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e *work over* (Annalisa, Antares, Barbara, Cervia, Giovanna, Gela, Luna e Trecate).



Italia (Mare Adriatico) - piattaforma di produzione Barbara.

È stato finalizzato il programma di sviluppo congiunto delle tre recenti scoperte a gas di Panda, Argo e Cassiopea nell'*offshore* siciliano. Lo *start-up* è atteso nel 2013.

RESTO D'EUROPA

Croazia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo *appraisal* Ika SW 2 che ha confermato le potenzialità minerarie dell'area.

Nell'anno sono stati avviati i giacimenti: (i) Annamaria (Eni 50%), con una produzione attuale di 380 mila metri cubi/giorno in quota Eni; (ii) Irina (Eni 50%) e Vesna (Eni 50%), con una produzione complessiva di circa 70 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella Prospecting License 128 (Eni 11,5%) con la scoperta a gas di Dompap. Sono in corso attività di *appraisal*.

Nel maggio 2009, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata nel Mare di Barents l'*operatorship* delle licenze esplorative PL 533 (Eni 40%) e PL 529 (Eni 40%) e la partecipazione con una quota del 30% nella PL 532.

Nel 2009 sono stati avviati i giacimenti Yttergryta (Eni 9,8%), con produzione pari a circa 2 milioni di metri cubi/giorno, e Tyrihans (Eni 6,23%), con una produzione di circa 3 mila barili/giorno in quota Eni.

Sono in sviluppo le recenti scoperte nei pressi di Asgard (Eni 14,82%). In particolare il programma di sviluppo della scoperta Morvin (Eni 30%) prevede il collegamento alle *facility* di produzione esistenti, di cui è previsto l'*upgrading*. Lo *start-up* è atteso nel 2010, con picco produttivo di 12 mila boe/giorno in quota Eni nel 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato la finalizzazione delle attività relative al mantenimento e all'ottimizzazione della produzione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di *infilling*, lo sviluppo dell'Area South, l'*upgrading* delle *facility* esistenti e l'ottimizzazione del *water injection*.

Nel corso dell'anno è stata raggiunta la *final investment decision* del progetto Goliath (Eni 65%). Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2013 con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco 22/25a (Eni 16,95%) con la scoperta a gas di Culzean in prossimità del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Sono in corso di studio possibili opzioni di sviluppo.

Le attività dell'anno hanno riguardato attività di *infilling* su Elgin/Franklin, MacCulloch (Eni 40%) e Jade (Eni 7%) per mantenere il livello produttivo e *upgrading* delle *facility* nell'area di Liverpool Bay (Eni 53,9%).

Proseguono le attività di pre-sviluppo delle scoperte: (i) Burghley (Eni 21,92%) con *start-up* produttivo atteso nel 2010; (ii) a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%) il cui sviluppo avverrà attraverso l'utilizzo delle *facility* di Andrew (Eni 16,21%) e avvio atteso nel 2012; (iii) a gas di Jasmine (Eni 33%), con *start-up* atteso nel 2012; (iv) Mariner (Eni 8,89%), con *start-up* atteso nel 2015.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria È stato ratificato dalle Autorità competenti l'acquisto dell'*operatorship* del Blocco esplorativo di Kerzaz (Blocco 319a, 321a e 316b) che si estende per 16.000 chilometri quadrati. Sono state già avviate le attività esplorative sull'area.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo integrato delle riserve di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) a seguito della rivalutazione del potenziale minerario dell'area. Attualmente la produzione è raccolta presso la *Central Production Facility* (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di Bir Rebaa North. Nel 2009 sono state avviate attività di *drilling* e *work over*. Inoltre è in fase di realizzazione una *export pipeline* e un nuovo sistema di pompaggio multifase in *compliance* alla legge del Paese in ambito di riduzione del *gas flaring*; (ii) lo sviluppo del

progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto NGL della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno e di un impianto ad olio della capacità di 35 mila barili/giorno. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2012. Sono in corso attività di *drilling* sull'area. Nel 2009 è stato assegnato il contratto EPC per la realizzazione dell'impianto di trattamento del gas e le *facility* di raccolta ed esportazione degli idrocarburi. La percentuale di completamento del progetto alla fine dell'anno è dell'11%.

Nel corso dell'anno è stata inoltre raggiunta la *final investment decision* di El Merk. Sono stati assegnati la totalità dei contratti EPC per lo sviluppo delle *facility*. Sono state avviate le attività di *drilling* nell'area. La percentuale di completamento del progetto è del 24%. Lo *start-up* è atteso nel 2012.

Egitto Nel 2009 è stata avviata la produzione nell'*offshore* del Delta del Nilo dei giacimenti di North Bardawil (Eni 60%, operatore) e Thekah (Eni 50%, operatore) attraverso il collegamento alle *facility* di El Gamil. La produzione a regime è di circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas per entrambi i giacimenti.

Sono proseguite le attività di ingegneria di base per l'*upgrading* del sistema di *water injection* del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato principalmente lo sviluppo del giacimento Tuna, il completamento della seconda fase del giacimento Denise e il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione.

Eni attraverso la collegata Unión Fenosa Gas partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,1 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni fornisce circa 1 miliardo di metri cubi/anno di gas naturale estratto nel delta del Nilo per venti anni. Le forniture all'impianto GNL sono assicurate dai due giacimenti di Taurt e Denise con circa 17 mila boe/giorno in quota Eni di *feed gas*.

Libia Le principali attività di sviluppo riguardano il progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) nell'ambito degli accordi strategici tra Eni e NOC per la valorizzazione delle riserve di gas. In particolare: (i) sono stati eseguiti interventi di *upgrading* degli impianti esistenti per il conseguimento di un volume addizionale di *sale gas* di 1,4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) sono previsti ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno con *start-up* nel 2015 tramite l'installazione di

una nuova piattaforma sulla struttura A, il potenziamento degli impianti di Mellitah e un ulteriore aumento della capacità di compressione di Greenstream; aggiuntivi 3 miliardi di metri cubi/anno saranno conseguiti dallo sviluppo di un altro giacimento *offshore*; (iii) sono in corso attività finalizzate al mantenimento del profilo produttivo di gas di Wafa e Bahr Essalam, quali l'installazione di impianti di compressione a Wafa e la perforazione di pozzi aggiuntivi in entrambi i giacimenti.

Nel 2009 i volumi esportati attraverso il Greenstream sono stati pari a circa 9 miliardi di metri cubi. Un ulteriore miliardo è stato venduto in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese ed ulteriori 200 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di Greenstream.



Libia - Impianto di trattamento e compressione gas di Mellitah.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il proseguimento del progetto per la valorizzazione del *gas flaring* e condensati associati del giacimento a olio Bouri (Eni 50%) che saranno inizialmente pre-trattati nell'area e successivamente inviati all'impianto costiero di Mellitah per il trattamento finale; (ii) l'installazione delle *facility* per le attività di *water injection* su El Feel (Eni 33,3%) per mantenerne il profilo produttivo.

Tunisia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il successo di quattro su cinque dei pozzi perforati. Uno di questi è stato posto immediatamente in produzione, mentre altri due lo saranno nel corso del 2010.

Nel 2009 sono stati effettuati interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam (Eni 25%), Djebel Grouz (Eni 50%), Oued Zar (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%). Inoltre, è stato quasi completato il piano di sviluppo della concessione operata di Maamoura (Eni 49%) con avvio ne-

gli ultimi mesi del 2009 ed è in fase conclusiva il progetto di sviluppo della concessione operata di Baraka (Eni 49%): il picco produttivo di 11 mila boe/giorno è atteso nel 2010.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 3 (Eni 12%) con il pozzo di *appraisal* Punja-4, mineralizzato a liquidi e gas naturale; (ii) nelle *Development Area* dell'ex Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Malange-2, mineralizzato a petrolio; (iii) nelle *Development Area* dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Mondo-4, mineralizzato a petrolio; (iv) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con le scoperte di Cabaça Norte e Nzanza entrambe mineralizzate a petrolio. I pozzi di scoperta hanno erogato in fase di *test* 6.500 barili/giorno e 1.500 barili/giorno, rispettivamente.

Nel 2009 è stata avviata la produzione dei giacimenti Mafumeira nel Blocco 0 in Cabinda-Area A (Eni 9,8%) e Landana-Tombua nelle *Development Area* dell'ex Blocco 14. Il picco produttivo è atteso nel 2010 con 33 mila barili/giorno e nel 2011 con 136 mila barili/giorno, rispettivamente.

Nell'ambito delle attività di riduzione del *gas flaring* nel Blocco 0 è in corso il progetto del giacimento Nemba, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione di volumi bruciati di circa l'85%. Nel corso dell'anno sono state completate le attività su Takula. Il gas è re-iniettato in giacimento; i condensati recuperati saranno inviati al terminale di Malongo, in fase di completamento.

Le attività di sviluppo nelle *Development Area* dell'ex Blocco 15 hanno riguardato: (i) l'avvio del progetto Kizomba satelliti - fase 1, attraverso la perforazione di 18 pozzi produttori che saranno collegati alle FPSO presenti nell'area. Il gas associato sarà inizialmente re-iniettato nel *reservoir* dei giacimenti presenti nell'area e successivamente trasportato all'impianto di liquefazione A-LNG. Lo *start-up* è atteso nel 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. La seconda fase del progetto prevede la messa in produzione delle scoperte limitrofe; (ii) il progetto Gas Gathering, la *pipeline* che raccoglierà tutto il gas dell'area Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque. Il completamento è atteso nel 2011.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL presso Soyo, a circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. Lo *start-up* è atteso nel primo trimestre del 2012. Il GNL sarà destinato prevalentemente al mercato statunitense con punto di arrivo presso il terminale di ri-

gassificazione di Pascagoula in Louisiana (quota Eni di capacità circa il 45%; pari a 5,8 miliardi di metri cubi/anno) in corso di costruzione. Lo *start-up* è atteso a fine 2011.

È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri *partner* per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di trattamento GNL. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di *Technical Advisor*.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel permesso Marine XII (Eni 90%, operatore) con la perforazione di due pozzi di scoperta che hanno confermato le potenzialità minerarie dell'area. Nel corso dell'anno è stato firmato il relativo contratto di PSA; (ii) nel permesso Le Kouilou (Eni 85%, operatore) con la scoperta del giacimento Zingali, confermata dalla successiva attività di *Long Production Test*.

Nel corso dell'anno è stato completato il piano di sviluppo del giacimento di Awa-Paloukou (Eni 90%), con una produzione pari a 12 mila barili/giorno.

Le attività sul giacimento M'Boundi (Eni 83%, operatore) proseguono secondo il nuovo schema di progetto che prevede l'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del *gas flaring*. A tal fine, nel corso del 2009, Eni ha finalizzato contratti di lungo termine per la fornitura di gas associato dal campo di M'Boundi per alimentare tre *facility* nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio (in costruzione) di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica CED (Centrale Elettrica di Djeno); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC (Centrale Electrique du Congo - Eni 20%).

Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte a *gas offshore* nel permesso Marine XII.

Le attività di costruzione della centrale CEC sono progredite nel 2009 in accordo a quanto previsto dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo e lo *start-up* del primo turbo generatore è avvenuto alla fine di marzo 2010.

Anche gli studi relativi al possibile sviluppo di riserve ad olio non convenzionali (sabbie bituminose) dalle aree di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola sono proseguiti nel 2009, nell'ambito degli accordi di cooperazione firmati nel 2008, con il particolare obiettivo di identificare le aree dove lo sviluppo sarebbe possibile nel rispetto degli stringenti parametri Eni di rispetto dei vincoli ambientali e di sostenibilità.

Ghana Il 28 settembre 2009 Eni ha acquisito l'*operatorship* nei permessi esplorativi *offshore* di Cape Three Point South e Cape Three Point (Eni 47,2%). In quest'ultimo l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Sankofa mineralizzata a petrolio e gas naturale.

Nigeria Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento *offshore* di Oyo nei Blocchi OML 120/121 (Eni 40%), con una produzione iniziale di 25 mila barili/giorno.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny (Eni 10,4%), proseguono le attività di sviluppo con l'obiettivo di aumentare la capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e l'installazione di un nuovo impianto di trattamento e *facility* di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di *feed gas* per vent'anni. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.

È in corso un progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la realizzazione di una *Central Processing Facility (CPF)* con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi, la perforazione di pozzi produttivi nonché la realizzazione della *pipeline* che trasporterà il gas all'impianto di liquefazione di Bonny. Il *first gas* è atteso nel terzo trimestre del 2010.

Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di *feed gas*. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di *feed gas*. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un *gas supply agreement* della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 che forniscono circa 50 milioni di metri cubi/giorno (circa 3,8 milioni in quota Eni equivalenti a circa 23 mila boe). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a Ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2015, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feed gas* di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,7 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a

gas dei Blocchi *onshore* OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di *front end engineering*, la *final investment decision* è attesa alla fine del 2010.

KAZAKHSTAN

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni. Eni stima le riserve recuperabili del giacimento in 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas.

La quota di partecipazione al progetto è stata rideterminata con effetti economici dal 1° gennaio 2008 in base agli accordi perfezionati nel 2008 con le autorità Kazakhe a beneficio del *partner* KazMunaiGas che ha incrementato la propria quota al 16,81%. Gli altri *partner* internazionali del consorzio sono le compagnie Total, Shell e ExxonMobil, ciascuna con una quota del 16,81%, ConocoPhillips con l'8,40% e Inpex con una quota del 7,56%.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, vengono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali *partner* internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al *partner* Kazakho un significativo ruolo nella gestione operativa. Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCO) BV, di proprietà dei sette *partner* del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali *partner* del Consorzio. In particolare Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta *Experimental Program*) e della parte *onshore* della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

Il piano di sviluppo del giacimento, che sarà attuato in fasi, prevede la perforazione di circa 240 pozzi e la realizzazione di centri di produzione localizzati su isole artificiali che raccoglieranno la produzione proveniente da altre isole artificiali satelliti. La maggior parte della produzione commerciale è costituita da petrolio. Il gas estratto è destinato prevalentemente (circa 80%) ad essere re-iniettato in

giacimento per il mantenimento della pressione. Il gas non re-iniettato sarà trattato per la rimozione dell'acido solfidrico e quindi utilizzato come combustibile per la produzione dell'energia necessaria agli impianti di produzione e, per la parte residua, sarà commercializzato.

In considerazione della dimensione delle riserve disponibili, dei risultati produttivi dei test dei primi pozzi di sviluppo completati che hanno evidenziato una portata superiore alle aspettative, e delle indicazioni ottenute mediante gli studi del sottosuolo condotti, è stato stimato che il *plateau* produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno.

Nel 2008, in concomitanza con la firma degli accordi, le autorità Kazakhe hanno approvato il nuovo *budget* dei costi di sviluppo della fase 1 del progetto, il cui scopo è stato ampliato includendo la realizzazione della *tranche* 3 e di infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia, per un ammontare complessivo di 32,2 miliardi di dollari (al netto delle allocazioni di costi generali, amministrativi e per servizi); di questi, circa 25,4 miliardi di dollari sono relativi allo "*scope of work*" originario di fase 1 (*tranche* 1&2), mentre i rimanenti fondi si riferiscono alla realizzazione della *tranche* 3 e delle infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia. Eni finanzia tali investimenti in base al *working interest* del 16,81%.

Il *management* Eni ritiene affidabili le nuove previsioni di costo di sviluppo e *start-up* del progetto Kashagan, questo sia sulla base dell'attuale avanzamento dei lavori della fase 1 (*Experimental Program*) pari a circa il 70% che del "*know-how*" maturato.

In base ai piani attuali, l'avvio della produzione è previsto a fine 2012. Nei successivi 12-15 mesi verrà completato l'avviamento degli impianti di trattamento e di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento raggiungendo una capacità produttiva di 370 mila barili/giorno nel 2014. La capacità produttiva della fase 1 (*Experimental Program*) aumenterà infine a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa disponibile con l'avvio degli impianti *offshore* della fase 2 dello sviluppo.

La fase 2 è attualmente in fase di *Front End Engineering Design (FEED)*.

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto.

Investimenti addizionali a quelli già previsti per la fase 1 saranno necessari anche per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2009 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 4,5 miliardi di dollari pari a 3,1 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2009, formati dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2009 (3,4 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri *partner* in esercizi precedenti (1,1 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 588 milioni di boe con una diminuzione di 6 milioni di boe rispetto al 2008.

Karachaganak La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 238 mila barili/giorno di liquidi (70 in quota Eni) e 25 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (7,3 in quota Eni).

È in via di completamento una quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i volumi di liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali che oggi vengono consegnati non stabilizzati a Orenburg. Nel corso dell'anno è continuata la costruzione del gasdotto Uralsk Gas Pipeline, della lunghezza di 150 chilometri; il completamento della linea, previsto a fine 2010, permetterà di collegare il giacimento alla rete di gasdotti del Kazakhstan.

L'ingegneria preliminare della fase 3 di sviluppo di Karachaganak ha identificato, in una realizzazione a stadi, lo schema migliore per completare lo sviluppo del giacimento. Il progetto prevede l'installazione di *facility* di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas ad Orenburg sino a 16 miliardi di metri cubi/anno, in accordo al *Gas Supply Agreement* firmato nel 2007, e di incrementare anche la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle Autorità per procedere con l'investimento della Fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 633 milioni di boe, in diminuzione di 107 milioni di boe rispetto al 2008, principalmente per effetto prezzo e per la produzione avvenuta nell'anno.

RESTO DELL'ASIA

Cina Nel 2009, sono stati firmati i contratti di PSA relativi ai Blocchi 3/27 e 28/20, localizzati nel Mar Cinese Meridionale per una superficie di 18.194 chilometri quadrati. La partecipazione Eni, nelle due iniziative, è pari al 100% in fase esplorativa.

India Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento a gas di PY-1 asset detenuto dalla società Hindustan Oil Exploration Company Ltd (Eni 47,18%), acquisi-

ta nell'ambito dell'operazione Burren. La produzione è venduta alla società di Stato del Paese.

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik localizzata nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%) nell'*offshore* dell'Isola del Borneo.

Sono allo studio importanti progetti di sviluppo delle scoperte a olio e gas del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore) e delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). Le altre attività dell'anno hanno riguardato la presentazione alle competenti autorità del piano di sviluppo del giacimento di Jau localizzato nel Blocco Krueng Mane (Eni 75%) nell'*offshore* dell'isola di Sumatra.

Nel novembre 2009, Eni si è aggiudicata una quota di partecipazione del 37,8% nel PSC di Sanga Sanga relativo al *coal-bed methane* (CBM). Il contratto regola i diritti di esplorazione, sviluppo e produzione di gas da livelli superficiali di carbone da un'area contrattuale che coincide con quella coperta dal PSC di Sanga Sanga per lo sfruttamento di idrocarburi convenzionali. In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, con avvio atteso nel 2010, sarà possibile sfruttare le importanti sinergie con gli impianti di produzione e trattamento esistenti, oltre che alimentare l'esistente impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang e Sanga Sanga.

Iraq Il 22 gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di stato irachene South Oil Company e Missan Oil Company, hanno ratificato il *Technical Service Contract* per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni. Il contratto prevede che il consorzio riceverà una *remuneration fee* calcolata sulla produzione incrementale una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione corrente, pari a circa 180 mila barili/giorno. Le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di *cost recovery* dal valore della produzione del campo.

Iran Nel 2009 sono iniziate le attività di *commissioning* e *start-up* degli impianti di Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese, in preparazione del formale *hand over* ai *partner* locali.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con scoperte nelle aree di Badhra (Eni 40%, operatore), Kadanwari (Eni 18%, operatore) e Miano (Eni 15%). L'avvio produttivo delle recenti scoperte ha beneficiato delle sinergie con le *facility* produttive presenti nell'area.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) il giacimento Bhit (Eni 40%, operatore), ove è in fase di realizzazione l'installazione di un sistema di compressione per il mantenimento degli attuali livelli produttivi; (ii) il giacimento Sawan (Eni 23,68%), dove è in corso la realizzazione di un sistema di compressione; (iii) il permesso di Zamzama (Eni 17,75%), dove sono stati eseguiti interventi sulla terza linea di trattamento per la produzione del gas ad alto potere calorifico (HVC) per aumentare l'efficienza. Inoltre, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di ottimizzazione della produzione, in particolare su Bhit, Sawan e Kadanwari, attraverso la perforazione di pozzi addizionali.

Russia Nel settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato la cessione del 51% della *joint venture* 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 per il 25% alla *transaction date* e per il restante 75% il 31 marzo 2010. Il conto economico dell'esercizio ha beneficiato del provento di 100 milioni di euro relativo alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito inizialmente all'atto dell'acquisizione della *joint venture* il 4 aprile 2007. I tre *partner* hanno confermato l'impegno a produrre il primo gas del progetto Samburskoye entro giugno 2011 e a raggiungere il *plateau* produttivo di 150 mila boe/giorno entro 2 anni.

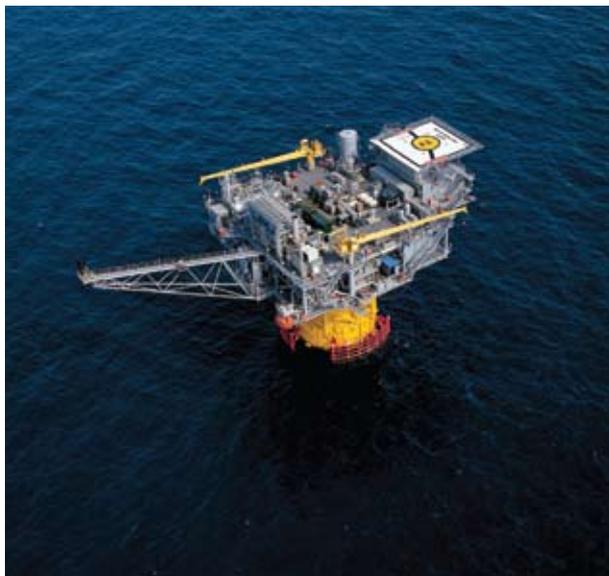
Nell'aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile pari a 3.070 milioni di euro corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliardi di dollari), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, 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. Nella stessa occasione Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.

AMERICA

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco *offshore* Green Canyon 859 (Eni 12,5%), con la scoperta a petrolio e gas di Heidelberg-1; (ii) nel Blocco Keathley Canyon 919 (Eni 25%), con la scoperta a petrolio e gas di Hadrian West.

Nel maggio 2009 Eni ha firmato un'alleanza strategica con Quicksilver Resources Inc., compagnia indipendente

americana, per l'acquisto della quota del 27,5% nell'area Alliance, nel bacino di Fort Worth nel Texas. L'operazione, del valore complessivo di 280 milioni di dollari, comprende asset con produzione di gas da argille (*gas shale*⁹⁾ e riserve recuperabili pari a 40 milioni di barili. La produzione è prevista raggiungere il *plateau* di circa 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2011.



Stati Uniti (Golfo del Messico) - piattaforma di produzione di Allegheny.

Nel 2009 è stata avviata la produzione di: (i) Thunderhawk (Eni 25%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini collegati a un'unità di produzione semisommersibile con una capacità di trattamento di 45 mila barili/giorno di petrolio e circa 2 milioni di metri cubi/giorno di gas; (ii) Longhorn (Eni 75%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini e l'installazione di una piattaforma con una capacità di trattamento di circa 7 milioni di metri cubi/giorno; (iii) Leo (Eni 75%), attraverso il collegamento alle *facility* di produzione di Longhorn.

È stato sanzionato il programma di sviluppo della scoperta Appaloosa (Eni 100%), in sinergia con le *facility* di Longhorn. L'avvio della produzione è atteso nel 2010, con un picco produttivo di circa 1,5 mila boe/giorno.

Le altre attività in corso riguardano essenzialmente il proseguimento del progetto della scoperta di petrolio Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), situato nel North Slope, in Alaska. Lo sviluppo avverrà per fasi con avvio atteso ad inizio 2011 con un picco di 28 mila barili/giorno.

Trinidad e Tobago Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo dei giacimenti Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,4%).

Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva su Poinsettia e il collegamento alle *facility* di trattamento su Hibiscus, di cui è stato realizzato l'*upgrading*. Lo sviluppo di Heliconia e Bougainvillea è in corso con le attività di perforazione, con *start-up* atteso nel 2010. Lo *start-up* produttivo di Poinsettia è avvenuto come previsto nell'anno.

Venezuela L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che ha erogato in fase di test circa 600.000 metri cubi/giorno (pari a circa 3.700 boe/giorno). Il giacimento si stima possa contenere risorse potenziali superiori a 160 miliardi di metri cubi di gas (pari a 1 miliardo di barili di petrolio equivalente).

Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve *in place* certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un *plateau* produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno al 100%, e un *plateau* di lungo termine di 240 mila barili/giorno. L'accordo, che sarà sottoposto alle necessarie ratifiche entro la prima metà del 2010, prevede la costituzione di un'*Empresa Mixta* (Eni 40%, PDVSA 60%) con il contestuale pagamento da parte di Eni di un *bonus* di 300 milioni di dollari. Ulteriori 346 milioni di dollari saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto. L'accordo prevede inoltre la possibilità di impiego di tecnologia Eni di idrogenazione per la conversione degli oli pesanti. Nell'ambito dell'accordo Eni presenterà un progetto per la costruzione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria.

AUSTRALIA E OCEANIA

Australia Nel corso dell'anno è stato avviato il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), localizzato nell'*offshore* nord occidentale nel Southern Bonaparte Basin. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una *pipeline* della lunghezza di 108 chilometri a un impianto *onshore* di trattamento del gas. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni. Il picco produttivo di 740 milioni di metri cubi/anno è atteso nel 2010.

È in fase di realizzazione un'ulteriore fase di sviluppo (fase 2) del giacimento Bayu Undan (Eni 10,99%), con l'obiettivo di incrementare la produzione di liquidi associati e mantenere l'attuale profilo produttivo gas del giacimento.

(9) Il *gas shale* è rappresentato da un accumulo continuo di gas naturale in formazioni rocciose essenzialmente di natura argillosa.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.486 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (7.478 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo e Angola. In Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare Stati Uniti, Libia, Egitto, Norvegia e Angola. Le attività di

ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.

L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato essenzialmente l'acquisizione del 27,5% degli *asset* della Quicksilver Resources Inc. e l'estensione della durata dei titoli minerari in Egitto a seguito dell'accordo siglato nel maggio 2009.

Nel 2009 gli investimenti tecnici aumentano di 205 milioni di euro rispetto al 2008 (+2,2%) per effetto della maggiore attività di sviluppo in Congo, Algeria, Nigeria, Kazakhstan, Italia, Australia e India.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve <i>proved</i> e <i>unproved</i>		96	836	697	(139)	(16,6)
Africa Settentrionale		11	626	351		
Africa Occidentale			210	73		
Resto dell'Asia				94		
America		85		179		
Esplorazione		1.659	1.918	1.228	(690)	(36,0)
Italia		104	135	40	(95)	(70,4)
Resto d'Europa		195	227	113	(114)	(50,2)
Africa Settentrionale		373	379	317	(62)	(16,4)
Africa Occidentale		246	485	284	(201)	(41,4)
Kazakhstan		36	16	20	4	25,0
Resto dell'Asia		162	187	159	(28)	(15,0)
America		505	441	243	(198)	(44,9)
Australia e Oceania		38	48	52	4	8,3
Sviluppo		4.643	6.429	7.478	1.049	16,3
Italia		461	570	689	119	20,9
Resto d'Europa		429	598	673	75	12,5
Africa Settentrionale		948	1.246	1.381	135	10,8
Africa Occidentale		1.343	1.717	2.105	388	22,6
Kazakhstan		733	968	1.083	115	11,9
Resto dell'Asia		238	355	406	51	14,4
America		345	655	706	51	7,8
Australia e Oceania		146	320	435	115	35,9
Altro		82	98	83	(15)	(15,3)
		6.480	9.281	9.486	205	2,2

Gas & Power



Principali indicatori di performance ^(a)		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(milioni di euro)	27.793	37.062	30.447
Utile operativo		4.465	4.030	3.687
Utile operativo <i>adjusted</i>		4.414	3.564	3.901
<i>Mercato</i>		2.284	1.309	1.721
<i>Business regolati Italia</i>		1.685	1.732	1.796
<i>Trasporto internazionale</i>		445	523	384
Utile netto <i>adjusted</i>		3.127	2.648	2.916
EBITDA pro-forma <i>adjusted</i>		5.029	4.310	4.403
<i>Mercato</i>		3.061	2.271	2.392
<i>Business regolati Italia</i>		1.248	1.284	1.345
<i>Trasporto internazionale</i>		720	755	666
Investimenti tecnici		1.511	2.058	1.686
Capitale investito netto <i>adjusted</i> a fine periodo ^(c)		21.364	22.273	25.024
ROACE <i>adjusted</i> ^(c)	(%)	15,2	12,2	12,3
Vendite gas mondo ^(d)	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	103,72
Vendite di GNL ^(e)		11,7	12,0	12,9
Clienti in Italia	(milioni)	6,61	6,63	6,88
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	76,90
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	33,96
Dipendenti a fine periodo	(numero)	11.893	11.692	11.404

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della Stoccaggi Gas Italia confluiscono nel settore Gas & Power nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività "Mercato".

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

(d) Include le vendite di gas di E&P pari a 6,17 miliardi di metri cubi (5,39 e 6,00 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) di cui 2,57 miliardi di metri cubi in Europa (3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) e 3,60 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (1,8 e 2,64 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008).

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

Proposta di impegni nel settore dei gasdotti internazionali alla Commissione Europea

Il 4 febbraio 2010 Eni ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale per la dismissione delle partecipazioni detenute nel gasdotto tedesco TENP, in quello svizzero Transigas e in quello austriaco TAG, previo il consenso dei rispettivi *partner*. La Commissione Europea ha annunciato che intende sottoporre gli impegni presentati ad un *market test*, ad esito del quale, qualora la Commissione accettasse gli impegni presentati, si definirebbe un'indagine avviata nel maggio 2006 per presunta violazione della normativa europea sulla concorrenza che ha coinvolto i principali operatori

del settore gas europeo. Eni aveva ricevuto una comunicazione di addebiti da parte della Commissione Europea con la quale si attribuiva alla società la responsabilità di aver limitato, nel periodo 2000-2005, l'accesso da parte di operatori terzi ai gasdotti TAG, TENP e Transitgas. Considerata la rilevanza strategica del gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, la relativa partecipazione sarà trasferita a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.

Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Garanzie impegni e rischi" delle note al bilancio consolidato.

Business europeo del gas

- › Nel 2009 è stata completata l'acquisizione di Distrigas con l'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza cui è seguito il *delisting* del titolo Distrigas da Euronext Brussels. L'operazione ha rappresentato per Eni un importante passo avanti nel consolidamento della propria *leadership* nel mercato europeo del gas grazie alle significative sinergie da integrazione.
- › Nonostante il deterioramento della domanda gas, nel 2009 è stata perseguita la strategia di crescita organica all'estero, con un incremento delle quote di mercato sostanzialmente in tutti i mercati *target* europei. Questo fattore, unitamente al pieno contributo di Distrigas, ha determinato un sostanziale riassetto del portafoglio delle vendite gas rispetto al 2008. Nel 2009 infatti le vendite internazionali, di 63,68 miliardi di metri cubi, hanno rappresentato il 61% del totale vendite gas mondo (49% nel 2008).

Riorganizzazione Business Regolati del gas in Italia

- › Nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas attraverso la cessione di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas. L'operazione, finalizzata al conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati, consentirà ad Eni di valorizzare al meglio le attività di distribuzione e stoccaggio gas e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

Partnership strategica con Gazprom

- › La *partnership* strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due *partner* intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nei settori di interesse dell'*upstream* e del mercato gas. In particolare, per quanto riguarda il mercato del gas è stato previsto l'ampliamento dello *scope of work* originario del progetto di realizzazione del gasdotto South Stream, con un incremento della capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Progetti nell'area Hewett

- › Nell'ottica di rafforzare la propria *leadership* europea nell'attività di stoccaggio, Eni prosegue le attività di pre-sviluppo del progetto di stoccaggio *offshore* di gas nell'area Hewett nei pressi del terminale di Bacton (Mare del Nord). L'obiettivo è di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio a supporto della modulazione stagionale della domanda di gas in Regno Unito.

La *sanction* è prevista nel 2010 con *start-up* atteso nel 2015.

Risultati finanziari

- › Nel 2009 l'utile netto *adjusted* è stato di 2.916 milioni di euro con un aumento del 10,1% rispetto al 2008 dovuto alla migliore *performance* operativa del mercato per effetto dello scenario positivo, del pieno contributo dei risultati di Distrigas e delle sinergie dell'acquisizione, nonché dell'impatto della rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato gli effetti del calo dei volumi in particolare sul mercato Italia.

I *Business* Regolati Italia hanno confermato una sostanziale tenuta, mentre è risultato in flessione il contributo del Trasporto internazionale.

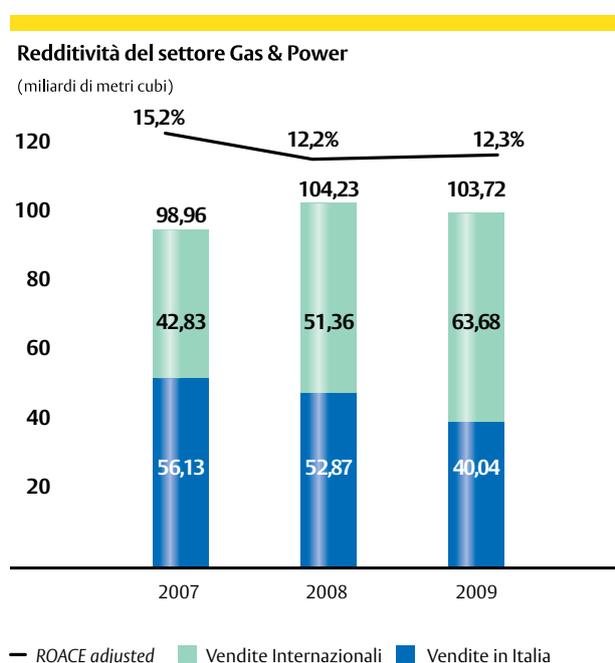
- › Per il 2010 le vendite gas sono attese in linea con il livello 2009, per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia compensata dalla leggera ripresa in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e della ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento compresa la rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine.

- › L'obiettivo al 2013 è di conseguire un volume di vendite di circa 118 miliardi di metri cubi per le quali Eni prevede un tasso di crescita medio annuo superiore al 3%.

- › Il ROACE *adjusted* è stato del 12,3% (12,2% nel 2008).
- › Sono stati investiti 1.686 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di miglioramento degli *standard* di efficienza della generazione elettrica.

Risultati operativi

- › Nel 2009 le vendite di gas naturale di 103,72 miliardi di metri cubi hanno registrato una lieve flessione rispetto al 2008 (-0,5%) per effetto essenzialmente della forte contrazione dei volumi sul mercato nazionale a causa della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%). Questi effetti negativi sono stati compensati dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi nell'anno) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.
- › Le vendite di energia elettrica di 33,96 terawattora sono aumentate di 4,03 terawattora rispetto al 2008, pari al 13,5%.
- › I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 76,90 miliardi di metri cubi sono diminuiti del 10,2% rispetto al 2008.



2008 (+0,2%), per effetto essenzialmente della crescita sui mercati europei dovuto al consolidamento di Distrigas per l'intero anno 2009, con relativi maggiori ritiri dalla Norvegia (+5,68 miliardi di metri cubi), dal Qatar (+2,20 miliardi di metri cubi) in relazione all'entrata a regime delle forniture di lungo termine di GNL, e dai Paesi Bassi (+1,90 miliardi di metri cubi). In flessione i ritiri: (i) dall'Algeria (-5,40 miliardi di metri cubi), a seguito dell'incidente della linea del gasdotto TMPC occorso nel dicembre 2008; (ii) dalla Libia (-0,73 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Russia in particolare di gas destinato al mercato italiano (-2,75 miliardi di metri cubi), in forza anche degli accordi intervenuti con Gazprom che prevedono l'ingresso nel mercato delle forniture agli importatori italiani.

Gli approvvigionamenti in Italia (6,86 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,3%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

Nel 2009 i principali flussi approvvigionati di gas *equity* derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,5 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2009 i due giacimenti hanno fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,9 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (in particolare della Croazia per 0,8 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas *equity* sono stati di circa 20,1 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 19% del totale delle disponibilità per la vendita.

GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

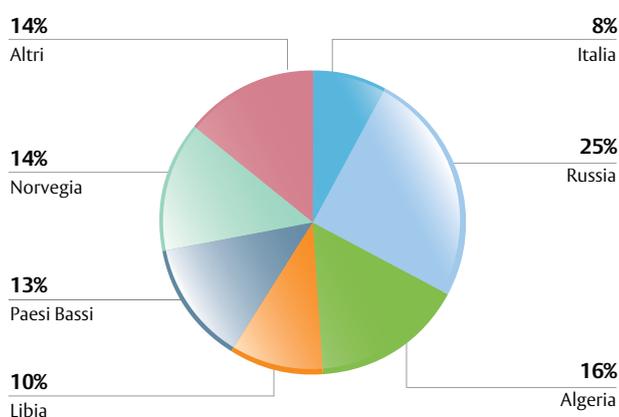
I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate, compreso l'approvvigionato Distrigas di 16,91 miliardi di metri cubi, sono stati di 88,65 miliardi di metri cubi con una diminuzione rispetto al 2008 di 1 miliardo di metri cubi, pari all'1,1%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (81,79 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 0,14 miliardi di metri cubi rispetto al

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA		8,65	8,00	6,86	(1,14)	(14,3)
Russia		23,44	22,91	22,02	(0,89)	(3,9)
Algeria (incluso il GNL)		18,41	19,22	13,82	(5,40)	(28,1)
Libia		9,24	9,87	9,14	(0,73)	(7,4)
Paesi Bassi		7,74	9,83	11,73	1,90	19,3
Norvegia		5,78	6,97	12,65	5,68	81,5
Regno Unito		3,15	3,12	3,06	(0,06)	(1,9)
Ungheria		2,87	2,84	0,63	(2,21)	(77,8)
Qatar (GNL)		-	0,71	2,91	2,20	..
Altri acquisti di gas naturale		2,20	4,07	4,49	0,42	10,3
Altri acquisti di GNL		2,32	2,11	1,34	(0,77)	(36,5)
ESTERO		75,15	81,65	81,79	0,14	0,2
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		83,80	89,65	88,65	(1,00)	(1,1)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,49	(0,08)	1,25	1,33	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,46)	(0,25)	(0,30)	(0,05)	(20,0)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		84,83	89,32	89,60	0,28	0,3
Disponibilità per la vendita delle società collegate		8,74	8,91	7,95	(0,96)	(10,8)
Volumi E&P		5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

(89,65 miliardi di metri cubi)



Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2009 sono state di 103,72 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico), in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,51 miliardi di metri cubi, pari allo 0,5%). Il contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) ha permesso di attenuare gli effetti negativi della rilevante riduzione della domanda gas in Italia (-10%) e in Europa (-7,4%), entrambe su base destagionalizzata.

Le vendite in Italia sono state di 40,04 miliardi di metri cubi con un decremento di 12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%, dovuto essenzialmente alla significativa ri-

duzione registrata nelle forniture ai termoelettrici (-8,01 miliardi di metri cubi), all'industria (-2,01 miliardi di metri cubi) e al settore grossisti (-1,60 miliardi di metri cubi) per effetto della contrazione dell'attività produttiva e dell'intensificarsi della pressione competitiva, in particolare nell'ultima parte dell'esercizio, anche in funzione di nuova disponibilità di gas sul mercato. In lieve aumento le vendite ai residenziali, per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate in particolare nel primo e quarto trimestre 2009, e i volumi destinati alla produzione interna di energia elettrica.

Le vendite internazionali di 63,68 miliardi di metri cubi sono aumentate di 12,32 miliardi di metri cubi, pari al 24%, per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi). Aumenti organici sono stati registrati in Francia (+1,27 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+1,10 miliardi di metri cubi). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate nelle vendite agli importatori in Italia (-0,77 miliardi di metri cubi), nella Penisola Iberica (-0,63 miliardi di metri cubi) e in Ungheria (-0,24 miliardi di metri cubi) dovute essenzialmente al calo della domanda.

Le vendite nei mercati extra europei (2,06 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2008.

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti (6,17 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,17 miliardi di metri cubi, pari al 2,8%.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA		56,13	52,87	40,04	(12,83)	(24,3)
Grossisti		10,01	7,52	5,92	(1,60)	(21,3)
Gas release		2,37	3,28	1,30	(1,98)	(60,4)
PSV e borsa		1,90	1,89	2,37	0,48	25,4
Industriali		11,77	9,59	7,58	(2,01)	(21,0)
PMI e terziario		1,00	1,05	1,08	0,03	2,9
Termoelettrici		17,21	17,69	9,68	(8,01)	(45,3)
Residenziali		5,79	6,22	6,30	0,08	1,3
Autoconsumi		6,08	5,63	5,81	0,18	3,2
VENDITE INTERNAZIONALI		42,83	51,36	63,68	12,32	24,0
Resto d'Europa		35,02	43,03	55,45	12,42	28,9
Importatori in Italia		10,67	11,25	10,48	(0,77)	(6,8)
Mercati europei		24,35	31,78	44,97	13,19	41,5
<i>Penisola Iberica</i>		6,91	7,44	6,81	(0,63)	(8,5)
<i>Germania - Austria</i>		5,03	5,29	5,36	0,07	1,3
<i>Belgio</i>		-	4,57	14,86	10,29	..
<i>Ungheria</i>		2,74	2,82	2,58	(0,24)	(8,5)
<i>Nord Europa</i>		3,15	3,21	4,31	1,10	34,3
<i>Turchia</i>		4,62	4,93	4,79	(0,14)	(2,8)
<i>Francia</i>		1,62	2,66	4,91	2,25	84,6
<i>Altro</i>		0,28	0,86	1,35	0,49	57,0
Mercati extra europei		2,42	2,33	2,06	(0,27)	(11,6)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE VENDITE GAS MONDO		98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		84,83	89,32	89,60	0,28	0,3
Italia (inclusi autoconsumi)		56,08	52,82	40,04	(12,78)	(24,2)
Resto d'Europa		27,86	35,61	48,65	13,04	36,6
Extra Europa		0,89	0,89	0,91	0,02	2,2
Vendite delle società collegate (quota Eni)		8,74	8,91	7,95	(0,96)	(10,8)
Italia		0,05	0,05	-	(0,05)	(100,0)
Resto d'Europa		7,16	7,42	6,80	(0,62)	(8,4)
Extra Europa		1,53	1,44	1,15	(0,29)	(20,1)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE VENDITE GAS MONDO		98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

Fattori di rischio del mercato gas

Rischi e incertezze associati con i trend in atto della domanda e offerta di gas in Europa ed Italia

Nel 2009 la domanda europea di gas ha registrato una significativa flessione (-7,4% rispetto al 2008 su base destagionalizzata) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. La contrazione della domanda è stata particolarmente severa sul mercato nazionale che ha registrato una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate. La situazione nel mercato italiano è stata aggravata dalla contemporanea rilevante crescita dell'of-

ferta di gas in relazione al completamento dei piani di espansione della capacità di importazione da parte di Eni e di operatori terzi. In particolare nel 2009 Eni ha finalizzato/portato a regime gli *upgrading* delle due principali linee di importazione da Russia e Algeria (i gasdotti TAG e TTPC) per un totale di nuova capacità di 13 miliardi di metri cubi/anno interamente messi a disposizione di terzi. Inoltre nell'ultima parte del 2009 è stato avviato il nuovo terminale di rigassificazione *offshore* di Rovigo della capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno da parte di un consorzio di *competitor*. Pertanto la capacità di approvvigionamento gas è aumentata in misura massiccia in un periodo di forte calo della domanda creando una condizione di significativa *overcapacity*. In tale contesto, i risultati operativi del bu-

siness gas di Eni sono stati penalizzati in termini di minori volumi di vendita e di riduzione dei margini unitari a causa della crescente pressione competitiva e del calo della domanda sia in Italia, sia in Europa dove l'offerta abbondante ha limitato la capacità di Eni di allocare le proprie disponibilità di gas. Le prospettive della domanda e dell'offerta di gas in Italia e in Europa restano sfidanti. La ripresa della domanda si stima graduale a causa delle incertezze macroeconomiche. Infatti, la crescita economica – principale *driver* della domanda gas – nell'Europa dei 27 Stati è prevista debole sul breve medio termine. Inoltre la crescente adozione di modelli di consumo energetico maggiormente improntati all'efficienza e al risparmio, nonché la competizione proveniente dalle fonti di energia rinnovabile o alternativa limiteranno ulteriormente le prospettive di ripresa della domanda di gas. A tale riguardo è importante ricordare che nel Consiglio europeo del marzo 2007, i capi di Stato hanno adottato un pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti *target* di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%. Tali interventi sono stati ratificati dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.

Sulla base dei *trend* in atto sul lato domanda, il *management* Eni ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita di lungo termine della domanda europea di gas, portandole da un precedente c.a.g.r. (*compound average growth rate* – tasso di crescita medio composto) del 2% fino al 2020 a un più modesto c.a.g.r. dell'1,5% che implica un volume di consumi di poco inferiore ai 600 miliardi di metri cubi al 2020 rispetto alla precedente stima di 720 miliardi. Per il mercato italiano, le previsioni di lungo termine sono per un c.a.g.r. di poco inferiore al 2%, applicato al livello di domanda 2009, che comporta un consumo di gas al 2020 di 94 miliardi di metri cubi rispetto alla stima precedente di 107 miliardi. Tale scenario di scarsa dinamicità della domanda associato all'offerta abbondante di gas potrà penalizzare i risultati e il *cash flow* del *business* del *marketing* del gas nei prossimi anni.

I trend negativi in atto nella domanda e offerta di gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di acquisto *take-or-pay*

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas sul medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha stipulato contratti di acquisto

di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicureranno circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas (escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 20 anni. I contratti prevedono clausole di *take-or-pay* in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo già corrisposto. La clausola "*take-or-pay*" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (*Annual Minimum Quantity* – AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto generalmente compresa in un intervallo 10%-100%), del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare nel corso degli anni contrattuali successivi la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali *ship-or-pay*.

Il *management* ritiene che gli attuali *trend* di mercato di scarsa dinamicità della domanda e offerta abbondante, unitamente alla possibile evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono dei fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dai contratti *take-or-pay*. Nel 2009 Eni ha rilevato debiti verso fornitori a fronte del valore delle quantità di gas relativamente alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle attuali clausole di *take-or-pay*. Nei prossimi tre anni il *management* ritiene che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali per volumi significativi a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di *oversupply* sul mercato nazionale ed europeo, allo stato non prevedibile. Inoltre il meccanismo degli anticipi espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Questa situazione potrebbe comportare il rischio di impatti negativi su margini unitari, risultati operativi e *cash flow*.

Sulla base dei volumi e dei prezzi di vendita del gas pre-

visti dal *management* nel quadriennio di piano ed oltre, le quantità relativamente alle quali potrà rendersi dovuto l'anticipo previsto dalle clausole di *take or pay* saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Eni attuerà le necessarie azioni per preservare la redditività e il *cash flow* dell'attività commerciale di gas naturale. Le principali iniziative identificate nei piani aziendali riguarderanno:

- azioni volte a massimizzare i volumi facendo leva sulla presenza contemporanea su più mercati, il *know-how* nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas (che non prevede di avere obbligazioni di *take-or-pay* neanche nei prossimi anni) e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;
- la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura di lungo termine sulla base del diritto contrattualmente previsto di rinegoziare condizioni e termini al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008. Nei primi mesi del 2010 si sono concluse alcune rinegoziazioni con un impatto positivo sia sui risultati dell'esercizio 2009 sia in chiave prospettica, assicurando a Eni una maggiore flessibilità per i propri programmi commerciali;
- nel mercato italiano, azioni di proposizione di formule di *pricing* innovative e di miglioramento della qualità del servizio;
- azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al *business*;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del circolante commerciale.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è stata accompagnata anche dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi

di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1° luglio 2008 (ai sensi delle disposizioni di cui alla delibera 11/07 così come modificata dalla delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG di poteri di regolamentazione, recentemente estesi a tutte le attività della filiera gas ed energia elettrica e in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di approvazione dei relativi codici di accesso. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'AEEG ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno. Pertanto le decisioni dell'AEEG in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In tema di poteri della AEEG di fissazione delle condizioni economiche di fornitura si è concluso il lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, che ha previsto l'obbligo, a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. Nel corso del 2009, infine, con la delibera ARG/gas 64/09, l'AEEG ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e i clienti domestici). Tale meccanismo prevede essenzialmente il trasferimento del prezzo di un paniere di idrocarburi sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali e la presenza di una quota fissa che si attiva solo nel caso in cui gli idrocarburi nei mercati europei raggiungano bassi livelli di prezzo.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il Decreto Legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia, con un fatturato superiore a 25 milioni di euro, ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. In particolare l'Autorità ha adottato un sistema di vigilanza fondato su una metodologia di analisi che prevede più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso un indicatore che consente di concentrare l'attività di analisi sui soggetti per i quali si possa ragionevolmente ritenere più probabile la violazione del divieto di traslazione.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti *take-or-pay* nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

Oltre agli elementi sopra citati, un'ulteriore fonte di incertezza normativo/regolamentare è rappresentata dalle cosiddette *gas release*, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno

inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. Nel 2004 Eni ha ceduto – conformemente a quanto concordato con l'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) – un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale ripartiti in quattro anni (2,3 miliardi di metri cubi l'anno nel periodo 1° ottobre 2004 – 30 settembre 2008) con cessione contestuale della capacità di trasporto correlata. Analogamente, nel 2007 Eni si è resa disponibile a vendere a terzi al Punto di Scambio Virtuale (PSV), un volume di gas naturale di 4 miliardi di metri cubi in due anni per il periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2009. Per l'anno termico 2009/2010 la Legge 99/09 ha imposto ad Eni l'ulteriore obbligo di cedere al Punto di Scambio Virtuale 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali. Nonostante la procedura ad evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti. Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi ripetutamente dall'AEEG (da ultimo nella relazione al Parlamento sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale – delibera PAS 3/10), non si può escludere la possibilità di nuove *gas release* a carico di Eni.

GNL

Nel 2009, le vendite di GNL (12,9 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 7,5%. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (9,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono aumentate di 1,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 16,7% essenzialmente per il contributo di Distrigas connesso alla regimazione delle forniture dal Qatar (+2,2 miliardi di metri cubi).

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)		2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P			8,0	8,4	9,8	1,4	16,7
Italia			1,2	0,3	0,1	(0,2)	(66,7)
Resto d'Europa			5,6	7,0	8,9	1,9	27,1
Extra Europa			1,2	1,1	0,8	(0,3)	(27,3)
Vendite E&P			3,7	3,6	3,1	(0,5)	(13,9)
<i>Terminali:</i>							
Bontang (Indonesia)			0,7	0,7	0,8	0,1	14,3
Point Fortin (Trinidad & Tobago)			0,6	0,5	0,5		
Bonny (Nigeria)			2,0	2,0	1,4	(0,6)	(30,0)
Darwin (Australia)			0,4	0,4	0,4		
			11,7	12,0	12,9	0,9	7,5

ENERGIA ELETTRICA

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Er-bognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara. Nel 2009 la produzione di energia elettrica è stata di 24,09 terawattora con un incremento di 0,76 terawattora rispetto al 2008, pari al 3,3%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso il sito di Ferrara (Eni 51%), grazie all'entrata in esercizio dei due nuovi gruppi di potenza da 390 megawatt.

Al 31 dicembre 2009 la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (4,9 gigawatt nel 2008).

Nel 2009 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+3,27 terawattora, pari al 49,5%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli. Entro il 2013 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza installata in esercizio di 5,4 gigawatt¹. Il pro-

gramma di sviluppo è attualmente in corso presso le centrali di Taranto (Eni 100%) e Ferrara (Eni 51%), nonché presso la centrale di Bolgiano (Eni 100%) di recente acquisizione.

Vendite di energia elettrica

Nel 2009 le vendite di energia elettrica (33,96 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (73%), borsa elettrica (14%), siti industriali (9%) e altro (4%).

Nonostante il calo della domanda elettrica, rispetto al 2008, le vendite sono aumentate di 4,03 terawattora, pari al 13,5%, e hanno riguardato principalmente: (i) il mercato libero e in particolare i segmenti *retail*, con un incremento del tasso di penetrazione della base clienti per effetto delle campagne di *marketing* attuate, e grossisti, per l'avvio delle forniture nell'ambito degli accordi VPP (*Virtual Power Plant*) stipulati a fine 2008. In flessione le vendite ai clienti *large* che hanno risentito in parte della diminuzione del portafoglio clienti e della crisi economica; (ii) le vendite in borsa con un incremento di 0,88 terawattora (+23%).

		2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.860	4.530	4.790	260	5,7
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	720	560	569	9	1,6
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,49	23,33	24,09	0,76	3,3
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.849	10.584	10.048	(536)	(5,1)

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		25,49	23,33	24,09	0,76	3,3
Acquisti di energia elettrica ^(a)		7,70	6,60	9,87	3,27	49,5
		33,19	29,93	33,96	4,03	13,5
Mercato libero		20,73	22,89	24,74	1,85	8,1
Borsa elettrica		8,66	3,82	4,70	0,88	23,0
Siti		2,81	2,71	2,92	0,21	7,7
Altro ^(a)		0,99	0,51	1,60	1,09	..
Vendite di energia elettrica		33,19	29,93	33,96	4,03	13,5

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

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (76,90 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 8,74 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,2%, essenzialmente per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (37,27 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,1%.

Nel 2009 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,32 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,52 miliardi di metri cubi nel 2008).

(1) Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

Volumi di gas naturale trasportati ^(a)	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni		52,39	51,80	39,63	(12,17)	(23,5)
Per conto terzi		30,89	33,84	37,27	3,43	10,1
		83,28	85,64	76,90	(8,74)	(10,2)

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 8,71 miliardi di metri cubi di gas (+3,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2008) e sono stati immessi in giacimento 7,81 miliardi di metri cubi (+1,51 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Nel 2009 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 13,9 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico.

La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 70% (61% nel 2008).

		2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,6	13,7	13,9	0,2	1,5
- di cui strategico		5,1	5,1	5,0	(0,1)	(2,0)
- di cui disponibile		8,5	8,6	8,9	0,3	3,5
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	44	39	30	(9)	(23,1)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	9,27	11,57	16,52	4,95	42,8
- movimentato in iniezione		4,00	6,30	7,81	1,51	24,0
- movimentato in erogazione		5,27	5,27	8,71	3,44	65,3
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	44	48	56	8	16,7

Principali iniziative di sviluppo

MERCATO

Gas naturale

Perfezionamento dell'acquisizione di Distrigas

A seguito dell'acquisizione della quota di maggioranza di Distrigas da Suez (57,24%), Eni ha lanciato un'offerta pubblica obbligatoria sul restante capitale di Distrigas (42,76%) allo stesso prezzo per azione riconosciuto a Suez (6.809,64 euro)². L'offerta si è conclusa il 19 marzo 2009 con l'adesione del 41,61% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 in forza della procedura di *squeeze-out*, al perfezionamento della quale il titolo Distrigas è stato oggetto di *delisting* da Euronext Brussels. Il controvalore complessivo dell'offerta pubblica è stato di 2.045 milioni di euro. Al 31 dicembre 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, a eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga.

L'acquisizione della società belga Distrigas ha comportato una significativa crescita del portafoglio di approvvigionamento di Eni con l'ingresso di forniture di lungo termine di circa 14,7 miliardi di metri cubi/anno (Paesi Bassi, Norvegia e Qatar) aventi una vita residua fino a un massimo di 18 anni. Nel 2009 le vendite di Distrigas sono state pari a 17,25 miliardi di metri cubi.

Progetti nell'area Hewett

A seguito della recente acquisizione della partecipazione nella Hewett Unit, proseguono le attività di pre-sviluppo del progetto di stoccaggio *offshore* di gas nella Hewett area (Eni 89%), situata nel Southern Gas Basin nel Mare del Nord presso il terminale di Bacton. Si stima che il *working gas* massimo raggiungibile sia di 5,6 miliardi di metri cubi con una erogazione di circa 60 milioni di metri cubi/giorno. Tra la fine del 2009 e l'inizio del 2010 verrà perforato un pozzo di *appraisal* i cui esiti forniranno i dati necessari per confermare le stime di cui sopra. La *sanction* del progetto è prevista nel corso del 2010 con *start-up* atteso nel 2015.

(2) In aggiunta al prezzo corrisposto, Eni ha riconosciuto agli azionisti di Distrigas un titolo di credito ("Certificate"), che incorpora il diritto a ricevere pro-quota eventuali integrazioni di prezzo a seguito degli accordi di cessione di Distrigas & Co. a Fluxys SA ed Huberator SA.

BUSINESS DEL GNL

USA

Cameron Nel terzo trimestre del 2009 è entrato in esercizio il terminale di rigassificazione di Cameron realizzato lungo il Calcasieu River, a circa 15 miglia a sud di Lake Charles, in Louisiana.

In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un *send-out* giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi anno) e uno stoccaggio dedicato pari a circa 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

Inoltre, tenuto conto della situazione di *oversupply* in cui versa attualmente il mercato USA, il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron è stato riprogrammato con *start-up* atteso nel 2015.

Pascagoula Nell'ambito del progetto *upstream* per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi annui) destinato al mercato Nord americano, Eni ha sottoscritto con la società Gulf LNG un contratto della durata di vent'anni per l'acquisto di una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità di rigassificazione del terminale che è in fase di costruzione presso Pascagoula in Mississippi. L'avvio dell'attività è previsto a fine 2012 in concomitanza con la partenza del progetto *upstream* in Angola.

Allo stesso tempo Eni Usa Gas Marketing Llc ha sottoscritto un contratto ventennale di acquisto di circa 0,9 miliardi di metri cubi/anno di gas rigassificato a valle del terminale da Angola Supply Services, società controllata dagli stessi azionisti di Angola LNG.

BUSINESS REGOLATI IN ITALIA

Cessione a Snam Rete Gas del 100% di Stogit e Italgas

Il 30 giugno 2009 è stata perfezionata la vendita del 100% di Italgas SpA e di Stocaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni nel febbraio 2009, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro). L'operazione è stata finanziata da Snam Rete Gas attraverso un aumento di capitale di 3,5 miliardi di euro sottoscritto interamente dagli azionisti di minoranza e da Eni per la quota di competenza, e assunzione di debito per la parte restante. Gli effetti sul bilancio consolidato Eni sono i seguenti: (i) al 31 dicem-

bre 2009 la posizione finanziaria netta e il patrimonio netto complessivo registrano una variazione positiva di 1,54 miliardi di euro dovuta alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato; (ii) a partire dal terzo trimestre, una riduzione dell'utile netto di pertinenza del Gruppo pari a circa il 45% dell'utile aggregato di Italgas e Stogit con corrispondente incremento dell'utile di pertinenza di terzi. La quota di partecipazione di Eni in Snam Rete Gas è pari al 52,54%.

PROGETTO SOUTH STREAM

Nuova intesa Eni – Gazprom

In base agli accordi tra Italia e Russia del 15 maggio 2009, il progetto di realizzazione del gasdotto South Stream prevede l'ampliamento dello *scope of work* originario incrementando la capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Secondo il progetto, il South Stream sarà costituito da due sezioni: (i) la sezione *offshore*, che prevede l'attraversamento del Mar Nero dalla costa russa, nella stessa area di partenza del Blue Stream, a quella bulgara di Varna; (ii) la sezione *onshore*, che prevede l'attraversamento della Bulgaria con due possibili opzioni: una tratta verso Nord Ovest e una tratta verso Sud Ovest, che realizzerebbe l'attraversamento della Grecia e un tratto *offshore* nell'Adriatico per connettersi alla rete nazionale italiana.

Nel dicembre 2009 Eni e Gazprom hanno firmato un accordo per l'ingresso della compagnia francese Edf nel progetto South Stream. Le condizioni dell'accordo saranno concordate nei prossimi mesi.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Incidente al gasdotto TMPC

Nel corso del 2009 è stata ripristinata la piena operatività della linea del gasdotto TMPC di importazione del gas dall'Algeria che il 19 dicembre 2008 era stata danneggiata dall'ancora di una petroliera nell'attraversamento del Canale di Sicilia. Il trasporto del gas è proceduto sulle restanti linee.

TAG - Russia

Nel 2009 è stato finalizzato l'incremento della capacità di trasporto del gasdotto la cui capacità complessiva è attualmente pari a 37,4 miliardi di metri cubi/anno. La seconda e ultima *tranche* del potenziamento da 3,3 miliardi di metri cubi/anno è entrata in esercizio nel quarto trimestre del 2009 ed è stata interamente allocata a terzi.

Regolamentazione

Decreto Legislativo n. 164/2000

Il Decreto Legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del

mercato del gas naturale, commisurati a una quota dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 61% (nel 2009/2010), per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; (ii) al 50% per le vendite ai clienti finali. Le quote sono calcolate al netto dell'autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica del rispetto delle quote. La verifica è effettuata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a partire dalla chiusura del primo triennio di regolamentazione e, successivamente, su base annuale confrontando la quota media consuntivata da ciascun operatore nel triennio che si chiude con l'anno di verifica con la quota media consentita ai sensi del Decreto nello stesso periodo. Il 2009 chiude il sesto triennio di verifica del rispetto dei limiti alle immissioni in rete e il quinto triennio di verifica delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

Delibera ARG/gas 64/09: Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi

L'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas con la delibera ARG/gas 64/09 ha raccolto le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato *retail* del gas e ha introdotto alcune novità.

Tra le principali novità si segnalano: la definizione di un valore unico nazionale per il corrispettivo dell'attività di vendita al dettaglio, con la contemporanea introduzione di una componente della tariffa di distribuzione finalizzata a ridurre l'impatto del corrispettivo per i clienti con bassi consumi; la progressiva riduzione dell'ambito dei clienti finali tutelati; l'introduzione, dal 1° ottobre 2009, di una nuova formula di calcolo, maggiormente semplificata, della componente a remunerazione dei costi di commercializzazione all'ingrosso.

Delibera ARG/gas 159/08: Definiti i criteri tariffari per il periodo di regolazione 2009-2012 per il servizio di distribuzione e misura del gas e disposizioni transitorie per l'anno 2009

Con delibera ARG/gas 159/08 l'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas ha stabilito una nuova metodologia di determinazione dei ricavi per il servizio di distribuzione e misura del gas. A partire dal 1° luglio 2009 e per l'intero triennio di regolazione che scadrà nel 2012, tale delibera prevede il riconoscimento di un ammontare totale di ricavi di competenza per ciascun anno del periodo di regolazione. Tale ammontare, che coincide con un valore fissato in occasione dell'approvazione da parte dell'Autorità delle richieste tariffarie di distribuzione, è denominato "Vincolo dei Ricavi Totali" (VRT) e rappresenta la remunerazione massima riconosciuta dall'Autorità a ciascun operatore a copertura

dei costi sostenuti. La delibera dispone inoltre che ogni differenza, positiva o negativa, tra il VRT e i ricavi risultanti dalla fatturazione delle quantità effettivamente distribuite venga regolata attraverso un meccanismo di perequazione che prevede partite di credito o debito nei confronti della Cassa Conguaglio del settore elettrico. Per effetto della nuova modalità di determinazione dei ricavi, questi ultimi non sono più correlati alla stagionalità dei volumi erogati. L'introduzione della nuova metodologia tariffaria non determina una riduzione dei ricavi complessivi su base annua.

Legge 23 luglio 2009, n. 99 – Conversione in legge del DL "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"

Nell'ambito dei provvedimenti adottati per fronteggiare la crisi economica, il 26 giugno 2009 il Consiglio dei Ministri ha approvato il cosiddetto "Decreto anti-crisi" il cui articolo 3, relativo agli interventi mirati alla riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie, ha previsto per Eni l'obbligo di nuove vendite al punto di scambio virtuale (PSV) per complessivi 5 miliardi di metri cubi di gas nel periodo ottobre 2009 - settembre 2010 (cosiddetta "gas release"). In particolare il Decreto ha previsto che tali vendite fossero effettuate con procedure concorrenziali non discriminatorie (gare) secondo condizioni e modalità stabilite su proposta dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas. Il prezzo riconosciuto a Eni è stato fissato con Decreto dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), sempre su proposta dell'Autorità, tenendo conto dei prezzi medi dei mercati europei più rilevanti, nonché della struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti da Eni. La differenza positiva tra il prezzo di vendita emerso dalla procedura di assegnazione dei volumi e quello fissato dal MSE e dall'AE-EG è destinata a vantaggio dei clienti finali industriali che hanno evidenziato negli ultimi tre anni un elevato coefficiente di utilizzo nei prelievi gas secondo criteri stabiliti dal MSE. Il Decreto ha previsto inoltre che l'AEEG, entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore dovesse: (i) introdurre elementi di degressività nelle tariffe di trasporto per il periodo di regolazione 2010-2013; (ii) riformare la disciplina del bilanciamento adottando meccanismi di flessibilità a vantaggio di tutti i clienti finali compresi quelli industriali; (iii) promuovere l'offerta di servizi di punta e lo stoccaggio per i clienti industriali e termoelettrici.

Deliberazione ARG/gas 184/09 - Approvazione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale e regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo 2010-2013

Con la deliberazione ARG/gas 184/09, pubblicata in data 2 dicembre 2009, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha definito i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto

e di misura del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti per il terzo periodo di regolazione (1° gennaio 2010 – 31 dicembre 2013). L'Autorità ha inoltre fissato in 33,6 milioni di euro l'ammontare da riconoscere a Snam Rete Gas per i costi aggiuntivi sostenuti nell'anno termico 2007-2008 per l'acquisto del gas combustibile utilizzato per l'alimentazione delle centrali di spinta.

La valutazione del capitale investito netto (RAB) è effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutato. Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto è stato fissato pari al 6,4% in termini reali prima delle imposte. Sono stati confermati gli incentivi ai nuovi investimenti, prevedendo una maggiore remunerazione rispetto al tasso base (WACC) variabile, in relazione alla tipologia di investimento, dall'1% al 3% e per un periodo da 5 a 15 anni. Gli ammortamenti delle infrastrutture di trasporto (metanodotti) sono calcolati sulla base di una vita economico-tecnica pari a 50 anni e vengono sottratti dal meccanismo del *price cap*. I costi operativi riconosciuti vengono determinati sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008 e incrementati del 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel secondo periodo di regolazione. Il *fuel gas* viene escluso dal meccanismo del *price cap*. La quota parte dei ricavi correlata ai volumi effettivamente trasportati viene determinata sulla base dei costi operativi riconosciuti e risulta pari a circa il 15% dei ricavi di riferimento.

Terzo Pacchetto Energia: Direttiva 2009/73/CE

Nell'ambito del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" pubblicato nel corso del 2009, la Direttiva 2009/73/CE disciplina il mercato interno del gas naturale disponendo che gli stati membri, in cui il sistema di trasporto appartenga a un'impresa verticalmente integrata, siano te-

nuti a scegliere la modalità attraverso la quale garantire l'indipendenza del trasportatore.

I modelli di separazione tra cui optare sono:

(i) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:

- *Ownership Unbundling* (OU). Le società che detengono la proprietà delle reti e effettuano la gestione delle attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;

- *Independent System Operator* (ISO). Le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo.

(ii) separazione funzionale rafforzata:

- *Independent Transmission Operator* (ITO). Le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 1.686 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (1.479 milioni di euro); (ii) l'incremento della capacità di stoccaggio (282 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (278 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (73 milioni di euro), in particolare presso il sito di Ferrara; (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (32 milioni di euro).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Italia		1.219	1.750	1.564	(186)	(10,6)
Estero		292	308	122	(186)	(60,4)
		1.511	2.058	1.686	(372)	(18,1)
Mercato		238	198	175	(23)	(11,6)
Mercato		63	91	102	11	12,1
Italia		13	16	12	(4)	(25,0)
Estero		50	75	90	15	20,0
Generazione elettrica		175	107	73	(34)	(31,8)
Business regolati Italia		1.031	1.627	1.479	(148)	(9,1)
Trasporto		691	1.130	919	(211)	(18,7)
Distribuzione		195	233	278	45	19,3
Stoccaggio		145	264	282	18	6,8
Trasporto internazionale		242	233	32	(201)	(86,3)
		1.511	2.058	1.686	(372)	(18,1)

Refining & Marketing



Principali indicatori di performance		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^{(a)(b)}	(milioni di euro)	36.349	45.017	31.769
Utile operativo		686	(988)	(102)
Utile operativo <i>adjusted</i>		292	580	(357)
Utile netto <i>adjusted</i>		294	521	(197)
Investimenti tecnici		979	965	635
Capitale investito netto <i>adjusted</i> a fine periodo ^(c)		7.149	8.260	7.560
ROACE <i>adjusted</i> ^(c)	(%)	4,6	6,5	(2,6)
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,15	35,84	34,55
Grado di conversione del sistema	(%)	56	58	60
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	748	737	747
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,80	12,03	12,02
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo ^(d)	(numero)	6.440	5.956	5.986
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa ^(d)	(migliaia di litri)	2.486	2.502	2.477
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.428	8.327	8.166

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'Ifric 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

(d) I dati relativi all'esercizio 2007 includono le attività *downstream* in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

Sviluppi di portafoglio e principali iniziative

› Il 21 gennaio 2010 Eni ha definito l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività *downstream* che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extrarete (che includono 36 stazioni di proprietà di rivenditori a marchio Esso) nonché *asset* commerciali nel *business* avio e attività complementari di logistica e stoccaggio. La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità in materia di concorrenza.

› Continua il processo di riqualificazione della rete di distribuzione Eni volta al miglioramento del servizio e degli *standard* qualitativi dei punti vendita. Nel 2010 è stato avviato il processo di *re-branding* delle stazioni al marchio "eni", che sarà utilizzato per tutte le attività *downstream oil&gas* del Gruppo.

Risultati finanziari

› Nel 2009 il settore Refining & Marketing ha registrato una perdita netta *adjusted* di 197 milioni di euro con un peggioramento di 718 milioni di euro rispetto al 2008 (che ha chiuso con l'utile di 521 milioni di euro) per effetto della significativa flessione operati-

va, causata dal calo dei margini di raffinazione in un contesto di fondamentali deboli del settore, nonché della riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

- › Il ROACE *adjusted* è stato del -2,6%, in flessione rispetto al 2008 (6,5%).
- › Sono stati investiti 635 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.
- › L'obiettivo di medio termine è il recupero di redditività attraverso il rafforzamento del sistema di raffinazione e il consolidamento della *leadership* nel mercato italiano rete e della posizione di mercato nelle aree sinergiche dell'Europa.

Risultati operativi

- › Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 34,55 milioni di tonnellate con una riduzione del 3,6% rispetto al 2008. In Italia la riduzione delle lavorazioni in conto proprio (-3,3%) riflette essenzialmente scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole. All'estero la flessione delle lavorazioni presso la raffineria in Repubblica Ceca è dovuta al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda.
- › La quota di mercato rete in Italia è del 31,5% con un incremento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto della campagna di fidelizzazione You&Agip, delle politiche commerciali e di *pricing* attuate nel corso dell'anno (in particolare si segnala il successo della modalità di vendita "Iperself"), e del convenzionamento di nuovi punti vendita. A fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali (-0,6%) le vendite rete di 9,03 milioni di tonnellate hanno registrato un aumento del 2,5% per effetto essenzialmente delle maggiori vendite di gasolio e GPL.
- › Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 2,99 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, a causa della flessione della domanda di carburanti in particolare in Europa Orientale.
- › Nel 2009 sono stati aperti/ristrutturati 53 *outlet* per la fornitura di prodotti e servizi *non oil* su altrettante stazioni di servizio della rete italiana. Escludendo il risultato delle attività *downstream* in Penisola Iberica cedute nell'ottobre 2008, il fatturato *non oil* della rete europea è stato di 147 milioni di euro, in crescita del 2,4% rispetto al 2008.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2009 sono state acquistate 67,40 milioni di tonnellate di petrolio (57,91 milioni nel 2008), di cui 32,75 milioni dal settore Exploration & Production, 14,94 milioni sul mercato *spot* e 19,71 milioni dai Paesi produttori con

contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Occidentale, 19% dai Paesi della Russia europea e asiatica, 15% dal Medio Oriente, 13% dall'Africa Settentrionale, 11% dal Mare del Nord, 4% dall'Italia e 13% da altre aree.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni estero		27,47	26,14	29,84	3,70	14,2
Produzione Eni nazionale		4,10	3,57	2,91	(0,66)	(18,5)
		31,57	29,71	32,75	3,04	10,2
Altri greggi						
Acquisti <i>spot</i>		11,34	12,09	14,94	2,85	23,6
Contratti a termine		16,65	16,11	19,71	3,60	22,3
		27,99	28,20	34,65	6,45	22,9
Totale acquisti di greggi		59,56	57,91	67,40	9,49	16,4
Acquisti di semilavorati		3,59	3,39	2,92	(0,47)	(13,9)
Acquisti di prodotti		16,14	17,42	13,98	(3,44)	(19,7)
TOTALE ACQUISTI		79,29	78,72	84,30	5,58	7,1
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,13)	(1,00)	(0,96)	0,04	4,0
Altre variazioni ^(a)		(2,19)	(1,04)	(1,64)	(0,60)	(57,7)
		75,97	76,68	81,70	5,02	6,5

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Sono state commercializzate 36,11 milioni di tonnellate di petrolio, in netto aumento rispetto al 2008 (+38,9%) per effetto principalmente delle maggiori attività di *trading*.

Sono state acquistate 2,92 milioni di tonnellate di semilavorati (3,39 milioni nel 2008) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 13,98 milioni di tonnellate di prodotti (17,42 milioni nel 2008) destinati alla vendita sui mercati esteri (10,10 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,88 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Raffinazione

Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (34,55 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,29 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 3,6%. In Italia sono state registrate minori lavorazioni di circa 990 mila di tonnellate (-3,3%), in particolare sulla Raffineria di Gela per effetto principalmente del prolungamento delle fermate per

manutenzioni programmate, nonché su Livorno e Taranto in relazione alle scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole e all'andamento della domanda di prodotti.

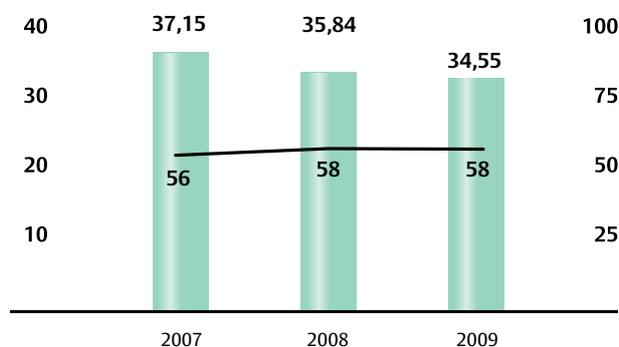
All'estero la flessione di circa 300 mila tonnellate delle lavorazioni ha riguardato principalmente la raffineria in Repubblica Ceca e il polo di raffinazione in Germania a seguito del minore utilizzo degli impianti, connesso al calo della domanda, e della ristrutturazione del sito di Ingolstadt in Germania.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,57 milioni di tonnellate (-6,1%) rispetto al 2008 per effetto delle minori lavorazioni in conto terzi presso le raffinerie di Venezia e Sannazzaro conseguente alla cessazione a fine 2008 del contratto di lavorazione Tamoil. Il 16,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di 5,2 punti percentuali rispetto al 2008 (21,5%), equivalenti a un minor volume di circa 1,87 milioni di tonnellate.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		27,79	25,59	24,02	(1,57)	(6,1)
Lavorazioni in conto terzi		(1,76)	(1,37)	(0,49)	0,88	64,2
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		6,42	6,17	5,87	(0,30)	(4,9)
Lavorazioni in conto proprio		32,45	30,39	29,40	(0,99)	(3,3)
Consumi e perdite		(1,63)	(1,61)	(1,60)	0,01	0,6
Prodotti disponibili da lavorazioni		30,82	28,78	27,80	(0,98)	(3,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		2,16	2,56	3,73	1,17	45,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(3,80)	(1,42)	(3,89)	(2,47)	
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,13)	(1,00)	(0,96)	0,04	4,0
Prodotti venduti		28,05	28,92	26,68	(2,24)	(7,7)
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		4,70	5,45	5,15	(0,30)	(5,5)
Consumi e perdite		(0,31)	(0,25)	(0,25)		
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,39	5,20	4,90	(0,30)	(5,8)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		13,91	15,14	10,12	(5,02)	(33,2)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		3,80	1,42	3,89	2,47	
Prodotti venduti		22,10	21,76	18,91	(2,85)	(13,1)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		37,15	35,84	34,55	(1,29)	(3,6)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		9,29	6,98	5,11	(1,87)	(26,8)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		50,15	50,68	45,59	(5,09)	(10,0)
Vendite di greggi		25,82	26,00	36,11	10,11	38,9
TOTALE VENDITE		75,97	76,68	81,70	5,02	6,5

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie

(milioni di tonnellate)



■ Lavorazioni in conto proprio — Grado di conversione del sistema



Italia (Sannazzaro de' Burgondi) - raffineria.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2009, escludendo l'impatto della cessione nel 2008 delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-1,52 milioni di tonnellate), le vendite di prodotti petroliferi

(45,59 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,57 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 7,3%, a causa principalmente dei minori volumi venduti sul mercato extrarete in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Rete		8,62	8,81	9,03	0,22	2,5
Extrarete		11,09	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
Petrochimica		1,93	1,70	1,33	(0,37)	(21,8)
Altre vendite		6,41	7,26	6,76	(0,50)	(6,9)
Vendite in Italia		28,05	28,92	26,68	(2,24)	(7,7)
Rete resto d'Europa		3,18	3,22	2,99	(0,23)	(7,1)
Extrarete resto d'Europa		3,20	3,94	3,66	(0,28)	(7,1)
Extrarete altro estero		0,57	0,56	0,41	(0,15)	(26,8)
Altre vendite		13,11	12,52	11,85	(0,67)	(5,4)
Vendite all'estero		20,06	20,24	18,91	(1,33)	(6,6)
		48,11	49,16	45,59	(3,57)	(7,3)
Penisola Iberica		2,04	1,52	-	(1,52)	..
di cui: Rete		0,85	0,64		(0,64)	..
Extrarete		1,19	0,88		(0,88)	..
TOTALE VENDITE		50,15	50,68	45,59	(5,09)	(10,0)

Vendite rete Italia

Nel 2009, a fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali, le vendite sulla rete in Italia (9,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto essenzialmente della campagna di fidelizzazione "You&Agip", delle politiche commerciali e di pricing attuate nel corso dell'anno, con particolare riferimento al successo riscosso dall'iniziativa "Iperself", e dell'apertura/convenzionamento di nuovi punti vendita. Tali azioni hanno sostenuto l'incremento di 0,9 punti percentuali della quota di mercato dal 30,6% al 31 dicembre 2008 al 31,5% del 2009. Le maggiori vendite hanno riguardato essenzialmente il gasolio e il

GPL, a fronte di vendite della benzina in lieve flessione.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.474 stazioni di servizio con un incremento di 65 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (4.409 stazioni di servizio) per effetto: (i) del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (90 unità); (ii) dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), parzialmente compensata dalla chiusura di impianti a basso erogato (24 unità) e dal mancato rinnovo di 8 concessioni autostradali. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.482 mila litri) ha registrato un aumento di 13 mila litri rispetto al 2008.

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Italia		19,71	19,96	18,59	(1,37)	(6,9)
Vendite rete		8,62	8,81	9,03	0,22	2,5
Benzina		3,19	3,11	3,05	(0,06)	(1,9)
Gasolio		5,25	5,50	5,74	0,24	4,4
GPL		0,17	0,19	0,22	0,03	15,8
Altri prodotti		0,01	0,01	0,02	0,01	100,0
Vendite extrarete		11,09	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
Gasolio		4,42	4,52	4,30	(0,22)	(4,9)
Oli combustibili		0,95	0,85	0,72	(0,13)	(15,3)
GPL		0,37	0,38	0,35	(0,03)	(7,9)
Benzina		0,15	0,15	0,12	(0,03)	(20,0)
Lubrificanti		0,13	0,12	0,09	(0,03)	(25,0)
<i>Bunker</i>		1,58	1,70	1,38	(0,32)	(18,8)
Altri prodotti		3,49	3,43	2,60	(0,83)	(24,2)
Estero (rete + extrarete)		8,99	7,72	7,06	(0,66)	(8,5)
Benzine		2,29	2,12	1,89	(0,23)	(10,8)
Gasolio		5,16	3,80	3,54	(0,26)	(6,8)
<i>Jet fuel</i>		0,38	0,47	0,35	(0,12)	(25,5)
Oli combustibili		0,25	0,23	0,28	0,05	21,7
Lubrificanti		0,09	0,11	0,10	(0,01)	(9,1)
GPL		0,49	0,52	0,50	(0,02)	(3,8)
Altri prodotti		0,33	0,47	0,40	(0,07)	(14,9)
		28,70	27,68	25,65	(2,03)	(7,3)
Penisola Iberica		2,04	1,52	-	(1,52)	..
Totale		30,74	29,20	25,65	(3,55)	(12,2)

Nel 2009 le vendite di carburanti della linea Blu – carburanti a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale – hanno beneficiato di un livello di prezzi inferiori al 2008 registrando vendite pressoché stabili grazie anche a specifiche azioni di *marketing* e fidelizzazione attuate nel corso dell'anno.

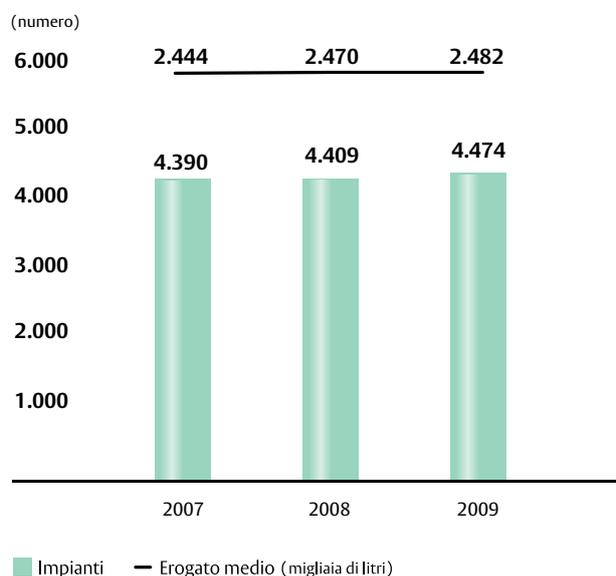
In particolare le vendite di BluDiesel e BluDieselTech sono state di circa 600 mila tonnellate (720 milioni di litri) e hanno rappresentato il 10,5% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluDiesel sono 4.104 (4.095 a fine 2008) pari a circa il 92% del totale. Le vendite di BluSuper sono state di circa 82 mila tonnellate (110 milioni di litri) sostanzialmente invariate rispetto al 2008 e sono pari al 2,7% dei volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluSuper sono 2.679 (2.631 a fine 2008), pari a circa il 60% del totale.

Nel 2009 si è conclusa con successo l'iniziativa promozionale "You&Agip", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel marzo 2007 con durata triennale. Nell'ambito del programma le *fidelity card* che nel corso dell'anno hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2009, circa 5,4 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 3,1 milioni. Il volume venduto in funzione dell'accumulo punti con

le *card* è stato di oltre il 45% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 44% dell'erogato complessivo della rete.

Nel febbraio 2010 è stata lanciata la nuova campagna promozionale "you&eni" di durata triennale e con scadenza il 31 gennaio 2013.

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



Vendite rete resto d'Europa

Nel 2009, escludendo l'effetto della cessione a Galp delle attività *downstream* in Penisola Iberica (-0,64 milioni di tonnellate), le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa di 2,99 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, principalmente in Germania ed Europa Orientale a causa della contrazione della domanda di carburanti.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.512 stazioni di servizio con una diminuzione di 35 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (1.547 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 32 impianti a basso erogato; (ii) il saldo negativo di 32 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con decrementi in Germania e variazioni positive in Ungheria; (iii) l'acquisto di 21 impianti, in particolare in Romania; (iv) l'apertura di 8 nuove unità.

L'erogato medio (2.461 mila litri) è in flessione rispetto al 2008 di circa 116 mila litri.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2009 le vendite extrarete in Italia (9,56 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,59 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 14,3%, essenzialmente per effetto della recessione economica che ha determinato un calo nella domanda di prodotti da parte dell'industria (in particolare avio, *bunkeraggi* marittimi e olii combustibili destinati al settore termoelettrico), nonché la flessione dei consumi di gasolio.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 280 mila tonnellate, pari al 7,1%, (al netto delle cessioni in Penisola Iberica),

essenzialmente in Germania, Repubblica Ceca e Svizzera per effetto della contrazione dei consumi, in particolare di gasolio riscaldamento.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,33 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 370 mila tonnellate per le minori forniture di *feedstock* in relazione alla contrazione della domanda.

Le altre vendite (18,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,17 milioni di tonnellate, pari al 5,9%, per effetto essenzialmente della flessione dei volumi venduti a *trader* e società petrolifere, nonché delle minori attività sul cargo *market*, anche per effetto delle minori lavorazioni.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici del settore di 635 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (436 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e di due nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro (in marcia da luglio) e Taranto (previsto in avviamento nel 2010), nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e dell'attività di extrarete e GPL (118 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (54 milioni di euro).

Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 78 milioni di euro.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Italia		873	850	581	(269)	(31,6)
Estero		106	115	54	(61)	(53,0)
		979	965	635	(330)	(34,2)
Raffinazione, supply e logistica		675	630	436	(194)	(30,8)
Italia		675	630	436	(194)	(30,8)
Marketing		282	298	172	(126)	(42,3)
Italia		176	183	118	(65)	(35,5)
Estero		106	115	54	(61)	(53,0)
Altre Attività		22	37	27	(10)	(27,0)
		979	965	635	(330)	(34,2)

Petrolchimica



Principali indicatori di performance		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	6.934	6.303	4.203
<i>Petrolchimica di base</i>		3.582	3.060	1.832
<i>Polimeri</i>		3.109	2.961	2.185
<i>Altri ricavi</i>		243	282	186
Utile operativo		100	(845)	(675)
Utile operativo <i>adjusted</i>		116	(398)	(426)
Utile netto <i>adjusted</i>		74	(323)	(340)
Investimenti tecnici		145	212	145
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.795	7.372	6.521
Vendite di prodotti petrolchimici		5.513	4.684	4.265
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	80,6	68,6	65,4
Dipendenti a fine periodo	(numero)	6.534	6.274	6.068

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

- › Il settore ha registrato una perdita netta *adjusted* di 340 milioni di euro con peggioramento di 17 milioni rispetto al 2008, dovuto al perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.
- › Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.265 mila tonnellate sono diminuite di 419 mila tonnellate rispetto al 2008 (-8,9%) per effetto del calo della domanda dei prodotti, in particolare nel settore *automotive*, a seguito della recessione economica.
- › Le produzioni di 6.521 mila tonnellate sono diminuite di 851 mila tonnellate (-11,5%) per effetto della forte contrazione della domanda in tutti i *business*.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2009 le vendite (4.265 mila tonnellate) si sono ridotte di 419 mila tonnellate (-8,9%) per effetto della generale debolezza del mercato per i primi nove mesi del 2009 con una leggera ripresa della domanda dei polimeri nell'ultimo trimestre.

Le produzioni (6.521 mila tonnellate) hanno registrato una riduzione di 851 mila tonnellate rispetto al 2008, pari all'11,5%, in tutte le aree di *business*. Il generalizzato calo della domanda nel comparto chimico ed in particolare nelle *commodities* ha determinato fermate straordinarie di alcuni impianti per limitare l'eccesso di stoccaggio. In particolare, la riduzione maggiore si è verificata a Porto Torres (-51%), come conseguenza della fermata dell'impianto di fenolo da inizio anno e marcia a carico ridotto per esigenze commerciali.

La capacità produttiva nominale si è ridotta del 3,3% rispetto al 2008, per la fermata del *cracker* di Gela e per la fermata dell'impianto di fenolo di Porto Torres. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è passato dal 68,6% al 65,4% per effetto della contrazione delle quantità prodotte.

I prezzi unitari medi di vendita sono diminuiti di circa il 26%. Le riduzioni più consistenti si sono registrate nei prezzi medi dei principali prodotti petrolchimici (-35% nelle olefine), per l'impatto negativo dello scenario petrolifero con la *virgin* nafta in calo del 32,3% rispetto al 2008. I prezzi unitari medi dei polimeri ed in particolare degli elastomeri (-17%) si sono ridotti in misura minore, per effetto della maggiore inerzia ad adeguarsi allo scenario petrolifero e di previsti aumenti per il nuovo anno.

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base		6.274	5.110	4.350	(760)	(14,9)
Polimeri		2.521	2.262	2.171	(91)	(4,0)
Produzioni		8.795	7.372	6.521	(851)	(11,5)
Consumi e perdite		(4.099)	(3.539)	(2.701)	838	(23,7)
Acquisti e variazioni rimanenze		816	851	445	(406)	(47,7)
		5.513	4.684	4.265	(419)	(8,9)

Andamento per *business*

Petrolchimica di Base

I ricavi della petrolchimica di base (1.832 milioni di euro) sono diminuiti di 1.228 milioni di euro rispetto al 2008 (-40,1%), in tutti i principali *business* per effetto di una sensibile riduzione dei prezzi medi unitari (dal -25 al -35%) correlati all'andamento delle quotazioni delle principali materie prime petrolifere, ed in misura minore per la contrazione dei volumi venduti. In particolare i volumi venduti di olefine ed aromatici si sono ridotti rispettivamente dell'8% e del 10,5%, nonostante il recupero registrato nell'ultimo trimestre.

Le vendite di intermedi sono diminuite del 34% per mancanza di prodotto per la fermata dell'impianto di Porto Torres a seguito del peggioramento dello scenario.

Le produzioni della petrolchimica di base (4.350 mila tonnellate) sono diminuite di 760 mila tonnellate rispetto al 2008 (-14,9%) rispetto al 2008, per effetto del calo della domanda di monomeri.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (2.185 milioni di euro) sono diminuiti di 776 milioni di euro rispetto al 2008 (-26,2%), principalmente per effetto della riduzione dei prezzi.

I volumi venduti di polietilene sono diminuiti dell'1,3% nonostante la leggera ripresa della domanda registrata negli ultimi mesi dell'anno. Le vendite di polimeri stire-

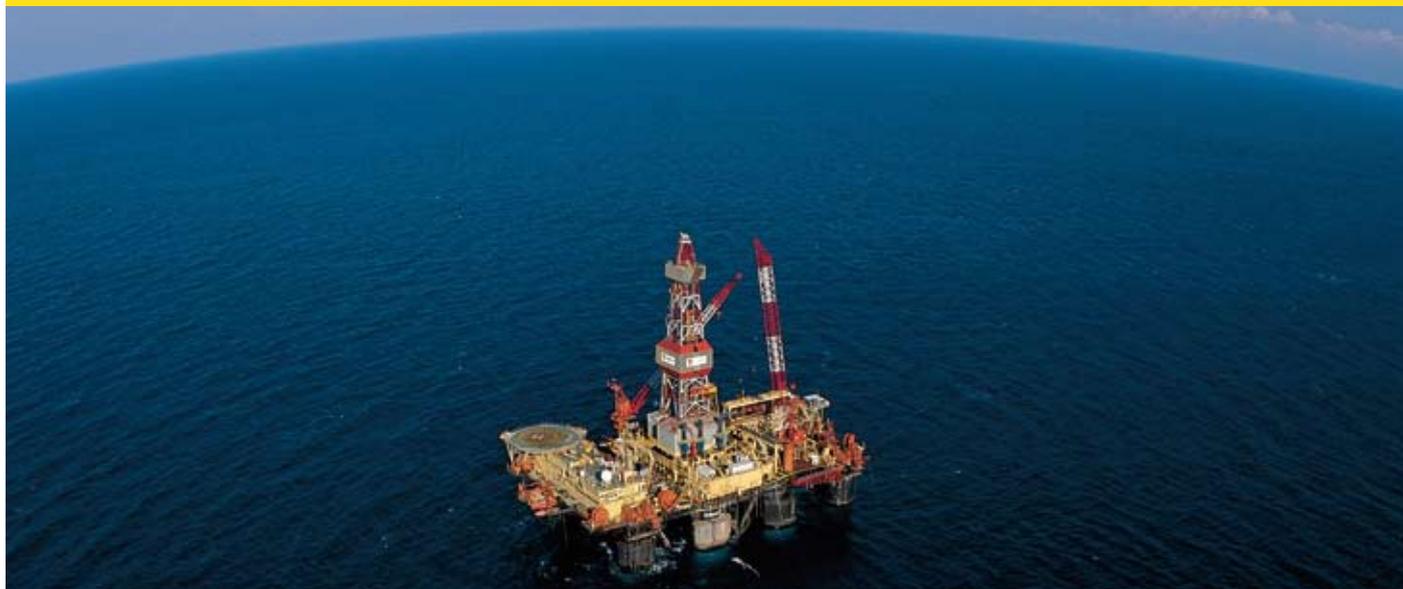
nici hanno registrato una *performance* stabile, con un aumento delle vendite di polistirolo compatto del 2,5% rispetto al 2008. Permangono in calo i volumi di vendita degli elastomeri (-7%), per la maggior presenza nei settori industriali più colpiti dalla recessione economica (in particolare settore auto).

Le produzioni dei polimeri (2.171 mila tonnellate) sono diminuite di 91 mila tonnellate rispetto al 2008 (-4%), in linea con l'andamento delle vendite. I volumi prodotti di stirenici e di polietilene si sono ridotti del 3%, per effetto essenzialmente della fermata di Porto Torres. Le produzioni degli elastomeri sono diminuite dell'8,8%, per effetto delle fermate di impianti, principalmente nei primi mesi del 2009, a causa del calo della domanda industriale, in particolare nel settore *automotive*.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 145 milioni di euro (212 milioni di euro nel 2008) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (58 milioni di euro), interventi di manutenzione straordinaria (28 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di Legge in tema di salute e sicurezza (28 milioni di euro) e interventi di mantenimento e di razionalizzazione (20 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni



Principali indicatori di performance		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	8.678	9.176	9.664
Utile operativo		837	1.045	881
Utile operativo <i>adjusted</i>		840	1.041	1.120
Utile netto <i>adjusted</i>		658	784	892
Investimenti tecnici		1.410	2.027	1.630
ROACE <i>adjusted</i> ^(b)	(%)	17,1	16,8	15,4
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	11.845	13.860	9.917
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	15.390	19.105	18.730
Dipendenti a fine periodo	(numero)	33.111	35.629	35.969

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

- › L'utile netto *adjusted* di 892 milioni di euro è aumentato di 108 milioni di euro rispetto al 2008 (+13,8%) per effetto della tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.
- › L'utile operativo di 881 milioni di euro è diminuito di 164 milioni di euro rispetto al 2008 (-15,7%) esclusivamente per effetto dell'onere non ricorrente, rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro, relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle note al Bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni, in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.
- › Il ROACE *adjusted* è pari al 15,4% nel 2009, in diminuzione rispetto al 2008 (16,8%).
- › Gli ordini acquisiti di 9.917 milioni di euro sono diminuiti di 3.943 milioni di euro rispetto al 2008 (-28,4%) in particolare nelle attività *onshore* e perforazioni terra.
- › Il portafoglio ordini di 18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda principalmente progetti in Africa Settentrionale (30%), Africa Occidentale (15%) e Resto d'Europa (13%).
- › Gli investimenti tecnici di 1.630 milioni di euro diminuiscono di 397 milioni di euro rispetto al 2008 (-19,6%) e riguardano essenzialmente l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione.

Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2009 si segnalano:

- il contratto EPC per conto della *joint venture* tra Eni e Sonatrach per la realizzazione di un impianto per il trattamento del gas proveniente dal giacimento *onshore* Menzel Ledjmet e degli sviluppi futuri dei campi del CAFC (*Central Area Field Complex*) in Algeria;
- il contratto per conto di Agip KCO, nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan per la realizzazione di lavori di connessione e messa in opera delle strutture a mare e attività presso il cantiere di Kuryk in Kazakhstan;
- il contratto per conto di Eni per la conversione di una petroliera in un impianto di produzione galleggiante FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) avente una capacità di stoccaggio di 700.000 barili e una capacità produttiva di 12.000 barili/giorno;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach per la realizzazione del gasdotto GK3 di circa 350 chilometri, che collegherà diverse località situate nella regione nord-orientale dell'Algeria;
- il contratto EPC per conto di ESSO Exploration Angola per lo sviluppo dei giacimenti Kizomba Satellites situati al largo delle coste angolane. In particolare il progetto

- assicurerà il collegamento dei giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggiante (FPSO);
- il contratto EPC per conto di Qafco per la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di urea nella città di Mesaieed, in Qatar;
- il contratto per conto di Esso Highlands Ltd, per la posa a mare del gasdotto PNG LNG EPC2 di 407 chilometri, in Papua Nuova Guinea;
- il contratto EPIC per conto di Premier Oil Natura Sea B.V per la realizzazione di due piattaforme e delle relative infrastrutture presso il campo *offshore* di Gajah Baru, al largo delle coste dell'Indonesia;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach per la realizzazione del terminale marittimo destinato all'esportazione dei prodotti del futuro impianto di ammoniaca/urea di Arzew, in Algeria.

Gli ordini acquisiti (9.917 milioni di euro) hanno riguardato per il 79% lavori da realizzare all'estero e per il 32% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2009 è di 18.730 milioni di euro (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008); il 93% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 22% lavori assegnati da imprese di Eni.

Ordini acquisiti	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti		11.845	13.860	9.917	(3.943)	(28,4)
Offshore		3.496	4.381	5.089	708	16,2
Onshore		6.070 ^(a)	7.522	3.665	(3.857)	(51,3)
Perforazioni mare		1.644	760	585	(175)	(23,0)
Perforazioni terra		635	1.197	578	(619)	(51,7)
di cui:						
- Eni		1.923	540	3.147	2.607	..
- Terzi		9.922	13.320	6.770	(6.550)	(49,2)
di cui:						
- Italia		574	831	2.081	1.250	..
- Estero		11.271	13.029	7.836	(5.193)	(39,9)

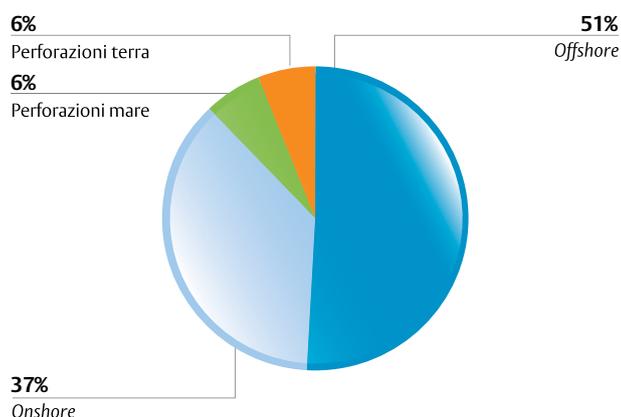
(a) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.

Portafoglio ordini	(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini		15.390	19.105	18.730	(375)	(2,0)
Offshore		4.215	4.682	5.430	748	16,0
Onshore		7.003 ^(a)	9.201	8.035	(1.166)	(12,7)
Perforazioni mare		3.471	3.759	3.778	19	0,5
Perforazioni terra		701	1.463	1.487	24	1,6
di cui:						
- Eni		3.399	2.547	4.103	1.556	61,1
- Terzi		11.991	16.558	14.627	(1.931)	(11,7)
di cui:						
- Italia		799	435	1.341	906	..
- Estero		14.591	18.670	17.839	(831)	(4,5)

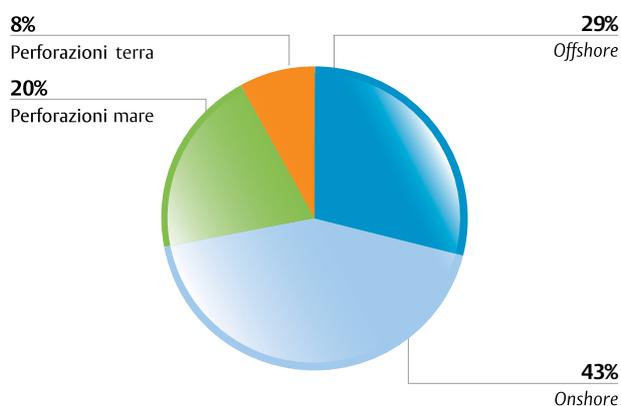
(a) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.

Ordini acquisiti a fine periodo

(9.917 milioni di euro)

**Portafoglio ordini a fine periodo**

(18.730 milioni di euro)

**Investimenti tecnici**

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.630 milioni di euro hanno riguardato:

- (i) *Offshore*: l'acquisto del *lay barge* Acergy Piper rinominato Castoro Sette, la realizzazione di un nuovo *pipelayer*, del *field development ship* FDS2 per acque profonde, la costruzione di una nuova *yard* di fabbricazione in Indonesia e le attività di conversione di una petroliera in un'unità *FPSO*;

- (ii) Perforazione mare: l'allestimento delle due piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e 9, della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000 e del *jack up* Perro Negro 6;
- (iii) Perforazione terra: la realizzazione/potenziamento di strutture operative;
- (iv) *Onshore*: il mantenimento e l'*upgrading* dell'*asset base*.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
<i>Offshore</i>		566	741	691	(50)	(6,7)
<i>Onshore</i>		76	48	19	(29)	(60,4)
Perforazioni mare		478	785	706	(79)	(10,1)
Perforazioni terra		266	424	188	(236)	(55,7)
Altri investimenti		24	29	26	(3)	(10,3)
		1.410	2.027	1.630	(397)	(19,6)

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
87.204	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	108.082	83.227	(24.855)	(23,0)
833	Altri ricavi e proventi	728	1.118	390	53,6
(61.933)	Costi operativi	(80.354)	(62.532)	17.822	22,2
(8)	di cui: (oneri) proventi non ricorrenti	21	(250)	(271)	
(129)	Altri proventi e oneri operativi ^(b)	(124)	55	179	..
(7.236)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.815)	(9.813)	2	..
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)
46	Proventi (oneri) finanziari netti	(640)	(551)	89	13,9
1.243	Proventi netti su partecipazioni	1.373	569	(804)	(58,6)
20.028	Utile prima delle imposte	19.250	12.073	(7.177)	(37,3)
(9.219)	Imposte sul reddito	(9.692)	(6.756)	2.936	30,3
46,0	Tax rate (%)	50,3	56,0	5,7	
10.809	Utile netto	9.558	5.317	(4.241)	(44,4)
	di cui:				
10.011	- utile netto di competenza Eni	8.825	4.367	(4.458)	(50,5)
798	- utile netto di terzi azionisti	733	950	217	29,6

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorpati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati del periodo di confronto.

Utile netto

Nel 2009 Eni ha conseguito l'**utile netto di competenza** di 4.367 milioni di euro con una riduzione di 4.458 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 50,5%, dovuta alla flessione della *performance* operativa di 6.462 milioni di euro (-34,9%) a causa del peggioramento dello scenario petrolifero registrato nei primi nove mesi, il cui impatto è stato parzialmente attenuato dalla circostanza che nel quarto trimestre 2008 furono rilevate svalutazioni delle scorte di petrolio e prodotti di 2,35 miliardi di euro in concomitanza con il punto di minimo toccato allora

dallo scenario energetico. Alla riduzione dell'utile netto hanno contribuito i minori risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e l'incremento del *tax rate* di Gruppo dal 50,3% al 56% (+5,7 punti percentuali) per effetto di modifiche normative che hanno riguardato le imposte correnti in Italia e all'estero e di oneri fiscalmente non riconosciuti, nonché la rilevazione nel 2008 di proventi d'imposta per 733 milioni di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita per le imprese italiane e alcune imprese estere in relazione a modifiche del quadro normativo.

Utile netto adjusted

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
10.011	Utile netto di competenza Eni	8.825	4.367	(4.458)	(50,5)
(499)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	723	(191)	(914)	
57	Esclusione <i>special item</i>	616	1.031	415	
	<i>di cui:</i>				
35	- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
22	- altri <i>special item</i>	637	781	144	
9.569	Utile netto adjusted di competenza Eni^(a)	10.164	5.207	(4.957)	(48,8)

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto *adjusted* che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** di 5.207 milioni di euro è diminuito di 4.957 milioni di euro rispetto al 2008 (-48,8%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 191 milioni di euro e gli *special item* costituiti da oneri netti di 1.031 milioni di euro, con un effetto complessivo di 840 milioni di euro.

Gli **special item** si riferiscono agli esiti dei test di valutazione di proprietà *oil&gas*, impianti di raffinazione e *marketing, goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali nel settore Refining & Marketing e complessi petrolchimici (1.395 milioni di euro al lordo della fiscalità), oneri ambientali (298 milioni di euro) e accantonamenti operativi (378 milioni di euro) tra i quali quello dell'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio

TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati da plusvalenze su cessione di *asset oil&gas* al *partner* Suez (277 milioni di euro), proventi connessi alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati su *commodity* non efficace per la copertura (287 milioni di euro), nonché proventi determinati dalla rilevazione di imposte differite attive e da modifiche al regime di deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito delle società italiane (222 milioni di euro).

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
6.328	Exploration & Production	7.900	3.878	(4.022)	(50,9)
3.127	Gas & Power	2.648	2.916	268	10,1
294	Refining & Marketing	521	(197)	(718)	..
74	Petrolchimica	(323)	(340)	(17)	(5,3)
658	Ingegneria & Costruzioni	784	892	108	13,8
(210)	Altre attività	(279)	(245)	34	12,2
(62)	Corporate e società finanziarie	(532)	(744)	(212)	(39,8)
(16)	Effetto eliminazione utili interni ^(a)	76	(3)	(79)	..
10.193		10.795	6.157	(4.638)	(43,0)
	<i>di cui:</i>				
624	Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti	631	950	319	50,6
9.569	Utile netto adjusted di competenza Eni	10.164	5.207	(4.957)	(48,8)

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

La riduzione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dal calo dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (-4.022 milioni di euro; -50,9%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-7.738 milioni di euro, pari al 44,9%) dovuto principalmente alla flessione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e alla minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%), parzialmente compensato dall'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-5,3%). In aumento il *tax rate* da 55,9% al 60%;
- **Refining & Marketing** (-718 milioni di euro) che ha conseguito una perdita netta di 197 milioni di euro rispetto ad un utile netto di 521 milioni di euro conseguito nel 2008, per effetto della significativa flessione operativa (perdita operativa *adjusted* di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008) a causa del rilevante calo del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario;
- **Petrochimica** il settore ha continuato a registrare perdite sia a livello operativo sia di netto (rispettivamente -426 milioni di euro e -340 milioni di euro) per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva. Le perdite sono sostanzialmente in linea con il 2008.

Tali flessioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* dei settori:

- **Gas & Power** (+268 milioni di euro; +10,1%) per effetto della migliore *performance* operativa dell'attività Mercato (+412 milioni di euro). L'incremento operativo ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura (218 milioni di euro) che il *management* non valuta nella *performance* del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (vedi pag. 67) che,

pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato. La *performance* dell'anno è stata sostenuta dall'impatto dello scenario positivo dell'energia, dall'incremento del risultato conseguito da Distrigas e dalle sinergie di acquisizione, nonché dall'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul mercato Italia e l'impatto della pressione competitiva sui margini. I *Business Regolati* Italia confermano una sostanziale tenuta, mentre è in flessione il risultato del Trasporto Internazionale;

- **Ingegneria & Costruzioni** (+108 milioni di euro; +13,8%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+79 milioni di euro) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero e al miglioramento dell'efficienza.

La **redditività del capitale investito** (*ROACE*) calcolata su base *adjusted* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stata del 9,2% (17,6% al 31 dicembre 2008).

Nel 2009, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal calo dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media -31,2%), con una diminuzione del prezzo di riferimento del Brent del 36,6% rispetto al 2008. I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione in linea con il *marker* di mercato (-3,4 dollari/barile il margine sul Brent, pari al -51,8%) dovuta alla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione, la ripresa delle quotazioni del petrolio, in assenza di un apprezzabile recupero dei prezzi dei prodotti finali a causa della debolezza dei fondamentali dell'industria (eccesso di capacità, domanda stagnante, livello delle scorte elevato), nonché la flessione particolarmente accentuata delle quotazioni del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è ai minimi storici. I risultati di Eni sono stati sostenuti dal deprezzamento del 5,3% dell'euro rispetto al dollaro.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
26.920	Exploration & Production	33.042	23.801	(9.241)	(28,0)
27.793	Gas & Power	37.062	30.447	(6.615)	(17,8)
36.349	Refining & Marketing	45.017	31.769	(13.248)	(29,4)
6.934	Petrolchimica	6.303	4.203	(2.100)	(33,3)
8.678	Ingegneria & Costruzioni	9.176	9.664	488	5,3
205	Altre attività	185	88	(97)	(52,4)
1.313	Corporate e società finanziarie	1.331	1.280	(51)	(3,8)
	Effetto eliminazione utili interni	75	(66)	(141)	
(20.988)	Elisioni di consolidamento	(24.109)	(17.959)	6.150	
87.204		108.082	83.227	(24.855)	(23,0)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2009 (83.227 milioni di euro) sono diminuiti di 24.855 milioni di euro rispetto al 2008 (-23%) per effetto essenzialmente della diminuzione dei prezzi in dollari delle commodity petrolifere, nonché dei minori volumi venduti. Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (23.801 milioni di euro) sono diminuiti di 9.241 milioni di euro (-28%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi equity (-32,2% per il petrolio; -29,8% per il gas) in relazione all'andamento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi e, per il gas, dei parametri energetici contenuti nelle formule *oil-linked* e dei prezzi *spot*. Inoltre la riduzione dei ricavi sconta la minore produzione venduta di idrocarburi (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (30.447 milioni di euro) sono diminuiti di 6.615 milioni di euro (-17,8%) per effetto della riduzione del prezzo di vendita del gas in re-

lazione all'andamento dello scenario energia e del calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi, pari al 24,2%) dovuto agli effetti della recessione economica. Tali effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dall'effetto positivo sui volumi connesso all'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi).

I ricavi del settore Refining & Marketing (31.769 milioni di euro) sono diminuiti di 13.248 milioni di euro (-29,4%) per effetto essenzialmente dei minori prezzi di vendita dei prodotti, nonché per la flessione dei volumi venduti (-10%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (4.203 milioni di euro) sono diminuiti di 2.100 milioni di euro (-33,3%) rispetto al 2008 per effetto della flessione dei prezzi di vendita (in media del 26%) e dei minori volumi venduti in relazione alla debolezza della domanda sui mercati di sbocco.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (9.664 milioni di euro) sono aumentati di 488 milioni di euro (+5,3%) rispetto al 2008 per effetto dell'elevato numero di progetti *oil&gas* avviati nella fase di espansione del ciclo petrolifero.

Costi operativi

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
58.133	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	76.350	58.351	(17.999)	(23,6)
91	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
470	- altri special item	761	537	(224)	
3.800	Costo lavoro	4.004	4.181	177	4,4
(83)	di cui: - oneri non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)				
198	- incentivi per esodi agevolati e altro	91	134	43	
61.933		80.354	62.532	(17.822)	(22,2)

I **costi operativi** sostenuti nel 2009 (62.532 milioni di euro) sono diminuiti di 17.822 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 22,2%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (58.351 milioni di euro) sono diminuiti di 17.999 milioni di euro (-23,6%) per effetto dei minori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro sul dollaro. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di 537 milioni di euro relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali e immateriali. Gli **oneri non ricorrenti** di 250 milioni di euro riguardano l'accantonamento dell'onere relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile de-

finizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Nel 2008 gli **special item** di 761 milioni di euro furono relativi ad accantonamenti a fronte di rischi ambientali e di altra natura, nonché a svalutazioni di attività correnti.

Il **costo lavoro** (4.181 milioni di euro) è aumentato di 177 milioni di euro (+4,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero (in parte dovuto all'effetto cambio), dell'aumento dell'occupazione media all'estero (per l'acquisizione di Distrigas nel settore Gas & Power e per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni ed Exploration & Production) e per l'aumento dei costi per esodi agevolati. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
5.431	Exploration & Production	6.678	6.789	111	1,7
739	Gas & Power	797	981	184	23,1
433	Refining & Marketing	430	408	(22)	(5,1)
116	Petrolchimica	117	83	(34)	(29,1)
248	Ingegneria & Costruzioni	335	433	98	29,3
4	Altre attività	3	2	(1)	(33,3)
68	Corporate e società finanziarie	76	83	7	9,2
(10)	Effetto eliminazione utili interni	(14)	(17)	(3)	
7.029	Totale ammortamenti	8.422	8.762	340	4,0
207	Svalutazioni	1.393	1.051	(342)	(24,6)
7.236		9.815	9.813	(2)	..

Gli **ammortamenti** (8.762 milioni di euro) sono aumentati di 340 milioni di euro rispetto al 2008 (+4%) essenzialmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production (+184 milioni di euro e +111 milioni di euro rispettivamente) in relazione ai maggiori ammortamenti dovuti al consolidamento degli *asset* acquisiti, nonché ai maggiori costi degli investimenti riferiti a progetti di sviluppo a elevata complessità. Tali effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** del 2009 (1.051 milioni di euro) si riferiscono agli esiti dei *test* di valutazione di: (i) proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario in

funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi nel settore Exploration & Production, in particolare nel Golfo del Messico, Australia, Congo ed Egitto; (ii) impianti di raffinazione a bassa complessità, il *goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale e altri *asset* commerciali nel settore Refining & Marketing dovuti alle prospettive negative dello scenario di raffinazione per il quale non si prevede un rapido rientro dei fattori di debolezza riscontrati nel 2009 e del ridimensionamento delle previsioni di crescita in alcuni mercati; (iii) impianti petrolchimici per il deterioramento dello scenario prezzi/margini dovuto al calo della domanda e all'incremento della pressione competitiva.

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
143	Exploration & Production	810	576	(234)	(28,9)
	Gas & Power	1		(1)	..
58	Refining & Marketing	299	346	47	15,7
	Petrolchimica	279	121	(158)	(56,6)
	Ingegneria & Costruzioni		2	2	..
6	Altre attività	4	6	2	50,0
207		1.393	1.051	(342)	(24,6)

Utile operativo

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
13.433	Exploration & Production	16.239	9.120	(7.119)	(43,8)
4.465	Gas & Power	4.030	3.687	(343)	(8,5)
686	Refining & Marketing	(988)	(102)	886	89,7
100	Petrolchimica	(845)	(675)	170	20,1
837	Ingegneria & Costruzioni	1.045	881	(164)	(15,7)
(444)	Altre attività	(346)	(382)	(36)	(10,4)
(312)	Corporate e società finanziarie	(743)	(474)	269	36,2
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)

Utile operativo adjusted

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)
(620)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	936	(345)	(1.281)	
885	Esclusione <i>special item</i>	2.155	1.412	(743)	
	<i>di cui:</i>				
8	- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
877	- altri <i>special item</i>	2.176	1.162	(1.014)	
19.004	Utile operativo adjusted	21.608	13.122	(8.486)	(39,3)
	Dettaglio per settore di attività:				
13.770	Exploration & Production	17.222	9.484	(7.738)	(44,9)
4.414	Gas & Power	3.564	3.901	337	9,5
292	Refining & Marketing	580	(357)	(937)	..
116	Petrolchimica	(398)	(426)	(28)	(7,0)
840	Ingegneria & Costruzioni	1.041	1.120	79	7,6
(207)	Altre attività	(244)	(258)	(14)	(5,7)
(195)	Corporate e società finanziarie	(282)	(342)	(60)	(21,3)
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
19.004		21.608	13.122	(8.486)	(39,3)

L'**utile operativo adjusted** che esclude l'utile di magazzino di 345 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti per un totale di 1.412 milioni di euro, ammonta a 13.122

milioni di euro con una diminuzione di 8.486 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 39,3%, per effetto del peggioramento della *performance* operativa registrato nei settori:

– **Exploration & Production** (-7.738 milioni di euro, pari al -44,9%) per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e della minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro);

– **Refining & Marketing** (-937 milioni di euro) che chiude il 2009 con una perdita operativa *adjusted* di 357 milioni di euro a causa della rilevante flessione del margine di raffinazione in un contesto di deboli fondamentali del settore e della riduzione del contributo delle attività commerciali;

– **Petrochimica** (-28 milioni di euro, pari al -7%) a causa del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva.

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dal maggior utile operativo registrato dai settori:

– **Gas & Power** (+337 milioni di euro, pari al 9,5%) per effetto essenzialmente della positiva *performance* dell'atti-

vità Mercato che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per 218 milioni di euro che il *management* non valuta nella *performance* del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (v. pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato per effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini. In flessione il risultato dell'attività Trasporto Internazionale;

– **Ingegneria & Costruzioni** (+79 milioni di euro; +7,6%) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

Proventi (oneri) finanziari netti

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
(412)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(824)	(673)	151
(703)	Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(993)	(753)	240
236	Interessi attivi su depositi e c/c	87	33	(54)
55	Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	82	47	(35)
155	Proventi (oneri) su contratti derivati	(427)	(4)	423
(51)	Differenze di cambio	206	(106)	(312)
174	Altri proventi (oneri) finanziari	169	9	(160)
188	Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	241	163	(78)
127	Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e proventi su crediti d'imposta	99	43	(56)
(186)	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (<i>accretion discount</i>)	(249)	(218)	31
45	Altri	78	21	(57)
(134)		(876)	(774)	102
180	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	236	223	(13)
46		(640)	(551)	89

Gli **oneri finanziari netti** del 2009 sono stati di 551 milioni di euro con una riduzione di 89 milioni di euro rispetto al 2008. Il miglioramento è dovuto essenzialmente ai minori oneri finanziari sul debito dovuti alla riduzione dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari (Euribor -3,4 punti percentuali; Libor -2,2 punti percentuali). Gli effetti della variazione negativa delle differenze cambio per -312 milioni di euro si compensano con la rilevazione di proventi su strumenti derivati su cambi con

una variazione di +423 milioni di euro. Gli altri proventi di 163 milioni di euro hanno riguardato la remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% sull'investimento del 20% in Gazprom Neft maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della *call option* avvenuto il 24 aprile 2009, comprensivi del recupero dei costi accessori e altri oneri per l'ammontare di 172 milioni di euro (229 milioni di dollari al cambio della data di pagamento).

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2009 è illustrata nella tabella seguente:

2009 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)	50	(39)	393
Dividendi	110	13	39	2		164
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3	2	1	10		16
Altri proventi (oneri) netti	1	(3)		(3)	1	(4)
	256	322	(30)	59	(38)	569

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 569 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (393 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production. Le plusvalenze da rivalutazione

includono il provento di 100 milioni di euro rilevato sulla Artic Russia (di cui Eni è azionista al 60%) per effetto della cessione del 51% della società OOO SeverEnergia in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (164 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd.

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
773	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	640	393	(247)
170	Dividendi	510	164	(346)
300	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	217	16	(201)
	Altri proventi (oneri) netti	6	(4)	(10)
1.243		1.373	569	(804)

La riduzione di 804 milioni di euro rispetto al 2008 è dovuta ai minori risultati e ai minori dividendi attribuiti delle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production per effetto dell'andamento dello scenario

energetico, nonché per la circostanza che nel 2008 era stata rilevata la plusvalenza di 190 milioni di euro sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria & Costruzioni.

Imposte sul reddito

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
	Utile ante imposte			
5.849	Italia	1.894	2.403	509
14.179	Esteri	17.356	9.670	(7.686)
20.028		19.250	12.073	(7.177)
	Imposte sul reddito			
1.798	Italia	313	1.190	877
7.421	Esteri	9.379	5.566	(3.813)
9.219		9.692	6.756	(2.936)
	Tax rate (%)			
30,7	Italia	16,5	49,5	33,0
52,3	Esteri	54,0	57,6	3,6
46,0		50,3	56,0	5,7

Le **imposte sul reddito** (6.756 milioni di euro) sono diminuite di 2.936 milioni di euro, pari al 30,3%, per effetto della riduzione dell'utile ante imposte, in particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production. Il *tax rate reported* è aumentato di 5,7 punti percentuali per effetto delle seguenti causali:

- (i) l'aumento di 1 punto percentuale dell'aliquota IRES per le società italiane del settore energia e l'introduzione di un'addizionale alla stessa IRES che ha determinato maggiori imposte correnti per 239 milioni di euro nell'esercizio;
- (ii) la rilevazione dell'onere non ricorrente fiscalmente non riconosciuto rappresentato dall'accantonamento di un onere di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato;
- (iii) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 310 milioni di dollari (pari a 230 milioni di euro) determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi;
- (iv) la svalutazione di imposte anticipate relative ad alcuni *asset upstream* all'estero in funzione delle minori prospettive di redditività (-72 milioni di euro);

- (v) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (-64 milioni di euro);
- (vi) la circostanza che nel 2008 vennero rilevati proventi d'imposta per 733 milioni di euro di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita delle imprese italiane ed estere per effetto di una serie di modifiche del quadro normativo.

Questi maggiori oneri tributari sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di un'imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni *asset* minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (complessivamente +222 milioni di euro).

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli *special item*, è del 53,6% (51,4% nel 2008).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (950 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (369 milioni di euro) e Saipem SpA (567 milioni di euro).

Risultati per settore di attività¹Exploration & Production^(a)

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
13.433	Utile operativo	16.239	9.120	(7.119)	(43,8)
337	Esclusione <i>special item</i>	983	364		
	di cui:				
(11)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
348	Altri <i>special item</i>	983	364		
226	- svalutazioni di asset e altre attività	989	618		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	4	(270)		
6	- oneri per incentivazione all'esodo	8	31		
74	- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(15)		
42	- altro				
13.770	Utile operativo adjusted	17.222	9.484	(7.738)	(44,9)
60	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	70	(23)	(93)	
176	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	609	243	(366)	
(7.678)	Imposte sul reddito ^(b)	(10.001)	(5.826)	4.175	
54,8	Tax rate (%)	55,9	60,0	4,1	
6.328	Utile netto adjusted	7.900	3.878	(4.022)	(50,9)
	I risultati includono:				
5.574	ammortamenti e svalutazioni di asset	7.488	7.365	(123)	(1,6)
	di cui:				
1.777	ammortamenti di ricerca esplorativa	2.057	1.551	(506)	(24,6)
1.370	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.577	1.264	(313)	(19,8)
407	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	480	287	(193)	(40,2)

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 9.484 milioni di euro con una diminuzione di 7.738 milioni di euro rispetto al 2008 (-44,9%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio -32,2%; gas naturale -29,8%) e del calo della produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro).

Gli **special item** dell'utile operativo *adjusted* di 364 milioni di euro riguardano svalutazioni di proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario in funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi, in particolare nel Golfo del Messico, le plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez, la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*, nonché gli oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2009 i prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono diminuiti in media del 31,2% per effetto dell'andamento dello scenario prezzi (-36,6% la flessione del marker di mercato Brent). Il petrolio *equity* è diminuito in media del 32,2% grazie alla migliore tenuta del paniere Eni.

Il regolamento di strumenti derivati relativi a 42,2 milioni di barili venduti nell'anno ha influenzato in maniera marginale il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni. L'effetto positivo registrato nei primi nove mesi (+0,45 dollari/barile sulla vendita di 31,6 milioni di barili) è stato assorbito nel quarto trimestre (-1,46 dollari/barile sulla vendita di 10,6 milioni di barili) in funzione dell'inversione di tendenza dei prezzi del petrolio.

Tali strumenti derivati sono stati posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe (37,5 milioni di boe residui a fine 2009) e furono attivati in considerazione delle acquisizioni di asset realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico.

(1) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

Il **prezzo medio di realizzo in dollari del gas** è diminuito del 29,8% evidenziando una flessione meno accentuata del petrolio per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai

parametri energetici contenuti nelle formule di *pricing*. Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di *cash flow hedge* descritte in precedenza.

Petrolio		2008	2009
Volumi venduti	(milioni di barili)	364,3	373,5
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		46,0	42,2
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	88,17	56,98
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(4,13)	(0,03)
Prezzo medio di realizzo	(\$/barile)	84,05	56,95

Gas & Power ^(a)

2007		(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
4.465	Utile operativo		4.030	3.687	(343)	(8,5)
44	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	326		
(95)	Esclusione <i>special item</i>		(37)	(112)		
	di cui:					
(61)	Oneri (proventi) non ricorrenti					
(34)	Altri <i>special item</i>		(37)	(112)		
15	- oneri ambientali		12	19		
	- svalutazioni		1	27		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		7	(6)		
	- accantonamento a fondo rischi			115		
38	- oneri per incentivazione all'esodo		20	25		
(16)	- componente valutativa dei derivati su commodity		(74)	(292)		
(71)	- altro		(3)			
4.414	Utile operativo adjusted		3.564	3.901	337	9,5
2.284	Mercato		1.309	1.721	412	31,5
1.685	Business regolati Italia		1.732	1.796	64	3,7
445	Trasporto internazionale		523	384	(139)	(26,6)
(5)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(13)	(15)	(2)	
420	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		420	332	(88)	
(1.702)	Imposte sul reddito ^(b)		(1.323)	(1.302)	21	
35,2	Tax rate (%)		33,3	30,9	(2,4)	
3.127	Utile netto adjusted		2.648	2.916	268	10,1

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.

(b) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 3.901 milioni di euro con un aumento di 337 milioni di euro rispetto al 2008 (+9,5%) per effetto essenzialmente del miglioramento dell'attività Mercato (+412 milioni di euro, pari al 31,5%) che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su commodity non considerati di copertura per 218 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata

quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (vedi pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato dovuto all'effetto scenario positivo dell'energia, all'incremento dei risultati di Distrigas e alle sinergie dell'acquisizione, nonché all'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul Mercato Italia. In flessione i risultati del Trasporto internazionale.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo *adjusted* (proventi netti di 112 milioni di euro) si riferiscono principalmente ad un accantonamento relativo al *business* GNL, alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (292 milioni di euro) nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

L'**utile netto adjusted** del 2009 di 2.916 milioni di euro è aumentato di 268 milioni di euro rispetto al 2008 (+10,1%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa in parte assorbito dai minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Mercato

L'**utile operativo adjusted** del 2009 di 1.721 milioni di euro è aumentato di 412 milioni di euro rispetto al 2008, +31,5%). Il risultato ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura di 218 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Al netto di tale effetto, il Mercato conferma comunque una *performance* positiva grazie all'effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini.

Business regolati

L'**utile operativo adjusted** del 2009 di 1.796 milioni di euro è aumentato di 64 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 3,7%, per effetto del contributo positivo dell'attività Distribuzione (+72 milioni di euro) dovuto prevalentemente all'incremento dei ricavi che possono essere recuperati in tariffa in base al nuovo impianto tariffario riconosciuto dall'AEEG. In contrazione il risultato dell'attività Trasporto, che pur beneficiando del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati, risulta penalizzato dai minori volumi a seguito della flessione della domanda gas in Italia (-52 milioni di euro). In aumento i risultati dell'attività di Stoccaggio rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (227 milioni di euro e 183 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e 2008).

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del 2009 di 384 milioni di euro è diminuito di 139 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti connessi al potenziamento del gasdotto TTPC, nonché della rilevazione dei costi di ripristino della piena operatività del gasdotto TMPC danneggiato a seguito dell'incidente occorso nel dicembre 2008.

Altre misure di performance

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
5.029	EBITDA proforma adjusted	4.310	4.403	93	2,2
3.061	Mercato	2.271	2.392	121	5,3
(64)	di cui: +/(-) rettifica derivati commodity	119	(133)		
1.248	Business regolati Italia	1.284	1.345	61	4,8
720	Trasporto internazionale	755	666	(89)	(11,8)

L'EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted*, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su *commodity* come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base proforma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,57% al 31 dicembre 2009 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di

una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,57%). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA proforma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel *reporting period* di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato

dai precedenti *reporting period* confluisce nell'EBITDA proforma *adjusted*. Il management ritiene che l'EBITDA *adjusted* rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad un'*utility* europea. In

tale ambito, l'EBITDA *adjusted* consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'EBITDA *adjusted* non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
686	Utile operativo	(988)	(102)	886	(89,7)
(658)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.199	(792)		
264	Esclusione <i>special item</i>	369	537		
	di cui:				
35	Oneri (proventi) non ricorrenti	(21)			
229	Altri <i>special item</i>	390	537		
128	- oneri ambientali	76	72		
58	- svalutazioni	299	389		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	13	(2)		
9	- accantonamenti a fondo rischi		17		
31	- oneri per incentivazione all'esodo	23	22		
6	- componente valutativa dei derivati su commodity	(21)	39		
(3)	- altro				
292	Utile operativo adjusted	580	(357)	(937)	..
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	1		(1)	
126	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	174	75	(99)	
(124)	Imposte sul reddito ^(a)	(234)	85	319	
29,7	Tax rate (%)	31,0	
294	Utile netto adjusted	521	(197)	(718)	..

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore ha conseguito una **perdita operativa adjusted** di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione a causa della riduzione del premio di conversione per il restringimento dei differenziali di prezzo tra greggi leggeri e pesanti e l'eccesso di prodotto finito, in particolare di gasolio, il cui *spread* sulla materia prima è sceso nel quarto trimestre dell'anno ai minimi storici. Sui risultati ha pesato anche la riduzione del contributo ai risultati delle attività commerciali in Italia. In particolare, il miglioramento della *performance* operativa registrato nei primi nove mesi per effetto della crescita della quota di mercato rete Italia che riflette le azioni di *marketing* e le politiche di *pricing* adottate, è stato più che compensato dal calo della domanda di prodotti che ha penalizzato i volumi venduti sugli altri mercati (extrarete Italia e rete del resto d'Europa).

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (537 milioni di euro) riguardano principalmente le svalutazioni operate in funzione delle previsioni di deboli fondamentali per l'industria di raffinazione e ridimensionamento delle aspettative di crescita in alcuni mercati *retail* e altri canali. Queste hanno riguardato in particolare impianti di raffinazione a bassa complessità, comprese raffinerie partecipate, il *goodwill* rilevato in connessione ad asset commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale, asset commerciali in Europa, nonché gli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi. Gli altri *special item* hanno riguardato oneri ambientali e per rischi e la componente valutativa dei derivati su *commodity*. La **perdita netta adjusted** del 2009 pari a 197 milioni di euro, con un peggioramento pari a 718 milioni di euro, risente del peggioramento della *performance* operativa (-937 milioni di euro) nonché dalla riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Petrochimica

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
100	Utile operativo	(845)	(675)	170	20,1
(6)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	166	121		
22	Esclusione <i>special item</i>	281	128		
	<i>di cui:</i>				
(2)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
24	Altri <i>special item</i>	281	128		
	- svalutazioni	278	121		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)			
24	- oneri per incentivazione all'esodo	8	10		
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(3)		
116	Utile operativo adjusted	(398)	(426)	(28)	(7,0)
1	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	1		(1)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(9)		9	
(44)	Imposte sul reddito ^(a)	83	86	3	
74	Utile netto adjusted	(323)	(340)	(17)	(5,3)

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore ha registrato la **perdita operativa adjusted** di 426 milioni di euro con un peggioramento di 28 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 128 milioni di euro si riferiscono essenzialmente a svalutazioni relative agli impianti del ciclo olefine-aromatici-polietilene di Porto Marghera e del Polo Siciliano per effetto del peggioramento dello scenario margini/volumi dovuto alla contrazione della domanda e delle previsioni di ulteriore inasprimento della pressione competitiva legato all'avvio di nuova capacità in Medio Oriente.

Ingegneria & Costruzioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
837	Utile operativo	1.045	881	(164)	(15,7)
3	Esclusione <i>special item</i>	(4)	239		
	<i>di cui:</i>				
(4)	Oneri (proventi) non ricorrenti		250		
7	Altri <i>special item</i>	(4)	(11)		
	- svalutazioni		2		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	3		
7	- oneri per incentivazione all'esodo				
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(16)		
840	Utile operativo adjusted	1.041	1.120	79	7,6
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	1		(1)	
80	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	49	49		
(262)	Imposte sul reddito ^(a)	(307)	(277)	30	
28,5	Tax rate (%)	28,1	23,7	(4,4)	
658	Utile netto adjusted	784	892	108	13,8

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.120 milioni di euro con un aumento di 79 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 7,6%, per effetto della tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero. Gli **special item** esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano essenzialmente l'onere non ricorrente rappresentato

dall'accantonamento relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle note al bilancio consolidato.

L'**utile netto adjusted** di 892 milioni di euro aumenta di 108 milioni di euro rispetto al 2008.

Altre attività

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(444)	Utile operativo	(346)	(382)	(36)	(10,4)
237	Esclusione <i>special item</i>	102	124		
	<i>di cui:</i>				
61	Oneri (proventi) non ricorrenti				
176	Altri <i>special item</i>	102	124		
210	- oneri ambientali	101	153		
6	- svalutazioni	5	5		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(14)	(2)		
13	- accantonamenti a fondo rischi	4	(4)		
18	- oneri per incentivazione all'esodo	4	8		
(71)	- altro	2	(36)		
(207)	Utile operativo adjusted	(244)	(258)	(14)	(5,7)
(8)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(39)	12	51	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	4	1	(3)	
(210)	Utile netto adjusted	(279)	(245)	34	12,2

(a) Escludono gli *special item*.**Corporate e società finanziarie**

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(312)	Utile operativo	(743)	(474)	269	36,2
117	Esclusione <i>special item</i>	461	132		
	<i>di cui:</i>				
(10)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
127	Altri <i>special item</i>	461	132		
12	- oneri ambientali	120	54		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)			
32	- oneri per incentivazione all'esodo	28	38		
83	- componente valutativa dei derivati su commodity	52			
	- altro	270	40		
(195)	Utile operativo adjusted	(282)	(342)	(60)	(21,3)
(25)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(661)	(525)	136	
4	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	5		(5)	
154	Imposte sul reddito ^(a)	406	123	(283)	
(62)	Utile netto adjusted	(532)	(744)	(212)	(39,8)

(a) Escludono gli *special item*.

NON-GAAP *measure*

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi). L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS. Le componenti reddituali sono classificate tra gli ***special item***, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente

nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli *special item* la componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni di euro)

2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(382)	(474)		12.055
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item	364	(112)	537	128	(11)	124	132		1.162
- oneri ambientali		19	72			153	54		298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
- altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	364	(112)	537	128	239	124	132		1.412
Utile operativo adjusted	9.484	3.901	(357)	(426)	1.120	(258)	(342)		13.122
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	60,0	30,9			23,7				53,6
Utile netto adjusted	3.878	2.916	(197)	(340)	892	(245)	(744)	(3)	6.157
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									950
- utile netto adjusted di competenza Eni									5.207
Utile netto di competenza Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(191)
Esclusione special item									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									781
Utile netto adjusted di competenza Eni									5.207

(a) Escludono gli special item.

(milioni di euro)

2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(346)	(743)	125	18.517
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					936
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti			(21)						(21)
Altri special item	983	(37)	390	281	(4)	102	461		2.176
- oneri ambientali		12	76			101	120		309
- svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
- plusvalenze nette su cessione di asset	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
- accantonamenti a fondo rischi						4			4
- oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		91
- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(74)	(21)				52		(61)
- altro		(3)				2	270		269
Special item dell'utile operativo	983	(37)	369	281	(4)	102	461		2.155
Utile operativo adjusted	17.222	3.564	580	(398)	1.041	(244)	(282)	125	21.608
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	70	(13)	1	1	1	(39)	(661)		(640)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	609	420	174	(9)	49	4	5		1.252
Imposte sul reddito ^(a)	(10.001)	(1.323)	(234)	83	(307)		406	(49)	(11.425)
Tax rate (%)	55,9	33,3	31,0		28,1				51,4
Utile netto adjusted	7.900	2.648	521	(323)	784	(279)	(532)	76	10.795
<i>di cui:</i>									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									631
- utile netto adjusted di competenza Eni									10.164
Utile netto di competenza Eni									8.825
Esclusione (utile) perdita di magazzino									723
Esclusione special item									616
- oneri (proventi) non ricorrenti									(21)
- altri special item									637
Utile netto adjusted di competenza Eni									10.164

(a) Escludono gli special item.

(milioni di euro)

2007

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.433	4.465	686	100	837	(444)	(312)	(26)	18.739
Esclusione (utile) perdita di magazzino		44	(658)	(6)					(620)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	(11)	(61)	35	(2)	(4)	61	(10)		8
Altri special item	348	(34)	229	24	7	176	127		877
- oneri ambientali		15	128			210	12		365
- svalutazioni	226		58			6			290
- accantonamenti a fondo rischi			9			13			22
- oneri per incentivazione all'esodo	6	38	31	24	7	18	32		156
- componente valutativa dei derivati su commodity	74	(16)	6				83		147
- altro	42	(71)	(3)			(71)			(103)
Special item dell'utile operativo	337	(95)	264	22	3	237	117		885
Utile operativo adjusted	13.770	4.414	292	116	840	(207)	(195)	(26)	19.004
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	60	(5)		1		(8)	(25)		23
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	176	420	126	1	80	5	4		812
Imposte sul reddito ^(a)	(7.678)	(1.702)	(124)	(44)	(262)		154	10	(9.646)
Tax rate (%)	54,8	35,2	29,7		28,5				48,6
Utile netto adjusted	6.328	3.127	294	74	658	(210)	(62)	(16)	10.193
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									624
- utile netto adjusted di competenza Eni									9.569
Utile netto di competenza Eni									10.011
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(499)
Esclusione special item									57
- oneri (proventi) non ricorrenti									35
- altri special item									22
Utile netto adjusted di competenza Eni									9.569

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

2007	(milioni di euro)	2008	2009
8	Oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250
	<i>di cui:</i>		
	stima onere della possibile transazione TSKJ		250
(83)	effetto curtailment del TFR		
91	accantonamenti (utilizzi) per rischi	(21)	
877	Altri special item	2.176	1.162
365	- oneri ambientali	309	298
290	- svalutazioni	1.572	1.162
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(8)	(277)
22	- accantonamenti a fondo rischi	4	128
156	- oneri per incentivazione all'esodo	91	134
147	- componente valutativa dei derivati su commodity	(61)	(287)
(103)	- altro	269	4
885	Special item dell'utile operativo	2.155	1.412
(23)	Oneri (proventi) finanziari		
(321)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(239)	179
	<i>di cui, plusvalenza per cessione della partecipazione in:</i>		
(290)	Haldor Topsøe AS e Camom SA		
	GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)	(185)	
(658)	Imposte sul reddito	(1.402)	(560)
	<i>di cui:</i>		
	effetti ex D.L. n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:	(270)	(27)
	- di magazzino	(176)	
	- di attività per imposte anticipate	(94)	(27)
	effetti ex legge Finanziaria 2008	(290)	
(394)	adeguamento fiscalità differita delle imprese italiane		
	adeguamento fiscalità differita Libia	(173)	
	svalutazione imposte anticipate E&P		72
(50)	altri special item	(46)	(192)
(214)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(623)	(413)
(117)	Totale special item dell'utile netto	514	1.031
	<i>di cui:</i>		
(174)	quota degli special item di competenza di terzi azionisti	(102)	
57	quota degli special item di competenza Eni	616	1.031

Dettaglio delle svalutazioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
207	Svalutazione asset materiali/immateriali	1.349	993	(356)
	Svalutazione goodwill	44	58	14
207	Sub totale	1.393	1.051	(342)
83	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	179	111	(68)
290	Totale svalutazioni	1.572	1.162	(410)

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio annuale e nel bilancio semestrale abbreviato secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa

per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/ equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

Stato patrimoniale riclassificato ^(a)

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.255	63.177	3.922
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	1.736	540
Attività immateriali	7.697	8.057	360
Partecipazioni	5.881	6.244	363
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.219	1.261	42
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(787)	(749)	38
	74.461	79.726	5.265
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.082	5.495	(587)
Crediti commerciali	16.444	14.916	(1.528)
Debiti commerciali	(12.590)	(10.078)	2.512
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.323)	(1.988)	3.335
Fondi per rischi e oneri	(9.506)	(10.319)	(813)
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(4.544)	(3.968)	583
	(9.437)	(5.942)	3.495
Partecipazioni di circolante	2.741		2.741
Fondi per benefici ai dipendenti	(947)	(944)	3
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	68	266	198
CAPITALE INVESTITO NETTO	66.886	73.106	6.220
Patrimonio netto			
di competenza: - Eni	44.436	46.073	1.637
- terzi azionisti	4.074	3.978	(96)
	48.510	50.051	1.541
Indebitamento finanziario netto	18.376	23.055	4.679
COPERTURE	66.886	73.106	6.220

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

(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 339 milioni di euro (410 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 284 milioni di euro (302 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2008 (cambio EUR/USD 1,441 al 31 dicembre 2009, contro 1,392 al 31 dicembre 2008, +3,5%), ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro, ai cambi del 31 dicembre 2009, una diminuzione del capitale investito netto di 894 milioni di euro, del patrimonio netto di 869 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 25 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009 ammonta a 73.106 milioni di euro con un incremento di 6.220 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (79.726 milioni di euro) è aumentato di 5.265 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto degli investimenti tecnici di periodo (13.695 milioni di euro) e del *goodwill* residuale rilevato

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 stanziare 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 <i>adjusted</i>		3.878	2.916	(197)	6.157
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	283
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>		3.878	2.916	(197)	6.440
Capitale investito netto <i>adjusted</i>					
- 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 <i>adjusted</i>		31.409	23.786	7.470	69.901
ROACE <i>adjusted</i> (%)		12,3	12,3	(2,6)	9,2

2008	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>		7.900	2.648	521	10.795
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	335
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>		7.900	2.648	521	11.130
Capitale investito netto <i>adjusted</i>					
- 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 <i>adjusted</i>		27.094	21.803	7.968	63.402
ROACE <i>adjusted</i> (%)		29,2	12,2	6,5	17,6

2007	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>		6.328	3.127	294	10.193
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	174
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>		6.328	3.127	294	10.367
Capitale investito netto <i>adjusted</i>					
- 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 <i>adjusted</i>		20.805	20.539	6.390	53.331
ROACE <i>adjusted</i> (%)		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
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.908	6.736	(172)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	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
<i>Leverage</i>	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)	<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.077	(869)
(2.237)	<i>Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge</i>	1.969	(481)
(6)	<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	3	1
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>			
869	<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(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 <i>put option</i> riconosciuta a Publigaz	1.495
Sottoscrizione aumento capitale Snam Rete Gas da parte di terzi azionisti	1.542
Diritti decaduti <i>stock option</i> - piano 2006	(7)
Costo di competenza <i>stock option</i> 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

(milioni di euro)	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
	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)
	<i>a rettifica:</i>			
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 SeverEnergiya 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 setto-

re 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);

razione 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 SeverEnergiya 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		31.12.2009	
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	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		(944)
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		31.12.2009	
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	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
<i>a rettifica:</i>				
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)	
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	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	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(1.084)		(434)	
Free cash flow		3.932		(1.582)

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluente/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
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(173)		(38)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	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/da 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 par-

ticolare 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%)

(milioni di euro)	2008				2009			
	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%)

(milioni di dollari)	2008				2009			
	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 aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvenza 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* appli-

cati. 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

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2010	2011	2012	2013	2014	Anni successivi	
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

(milioni di euro)	Anni di scadenza				Totale
	2010	2011-2014	Anni successivi		
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

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2010	2011	2012	2013	2014	Anni successivi	
Contratti di <i>leasing</i> 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							
<i>Take-or-pay</i>	13.986	13.365	13.123	13.827	13.838	169.268	237.407
<i>Ship-or-pay</i>	546	538	545	559	567	3.658	6.413
- Altri impegni di acquisto con clausole <i>take-or-pay</i> e <i>ship-or-pay</i>	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:							
- <i>Memorandum</i> 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.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 52,8 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimen-

sioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

Impegni per investimenti

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2010	2011	2012	2013	2014 e anni successivi	
Impegni per <i>major projects</i>	4.119	3.793	2.829	1.928	11.357	24.026
Impegni per altri investimenti	9.330	5.284	3.467	3.640	7.489	29.210
	13.449	9.077	6.296	5.568	18.846	53.236

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni è localizzata in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2009 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2009 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi in cui ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Con riguardo alla valutazione degli investimenti

dell'*upstream* il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*". Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischio *operation*

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In *habitat* particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione di idrocarburi.

Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettiva dell'impresa recepito anche in Italia (D. Lgs. 231/01).

Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro (D. Lgs. 81/08)

e i successivi aggiornamenti (D. Lgs. 106/09) hanno introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni e in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre, sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida *HSE* finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica, tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione *HSE* in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone e ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni a Eni, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione *HSE* che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione *HSE* Eni. Basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, esso è orientato alla prevenzione e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance HSE*

secondo un ciclo di miglioramento continuo (*Deming*). Progressivamente Eni sta andando a copertura totale delle certificazioni dei siti operativi. Le realtà industriali e commerciali della divisione R&M sono tutte certificate ISO 14001 e sei siti registrati EMAS, nel settore petrolchimico gli stabilimenti hanno acquisito congiuntamente le certificazioni ISO 14001, OHSAS 18001 e EMAS. Le centrali di Enipower sono certificate EMAS. Gli altri settori sono prevalentemente certificati ISO14001 e OHSAS 18001.

Il sistema di controllo dei rischi operativi *HSE* è basato sul monitoraggio degli indicatori *HSE* (con cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e un piano di *audit* secondo un modello su tre livelli (*HSE* Corporate, *HSE* di unità di *business* e di sito) così articolato:

- *Audit* interne di sistemi di gestione (condotte da personale interno o terzi);
 - *Audit* di certificazione/mantenimento /rinnovo di sistemi di gestione con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore;
 - Verifiche di conformità alle normative vigenti in materia *HSE*;
 - *Audit* specifiche per tematiche mirate (es. *audit* a seguito di segnalazioni/eventi/infortuni/incidenti).
- Eni si è dotata di un modello di Area Professionale *HSE* per la gestione dei ruoli e delle conoscenze delle risorse e dispone di un sistema di formazione avanzato per il personale *HSE* che ha l'obiettivo di:
- favorire comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia e il controllo dei rischi *HSE*;
 - guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
 - promuovere il *knowledge sharing*.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Si rinvia alla specifica sezione rischi nell'andamento operativo del settore Gas & Power.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*offshore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Rischi connessi alla ciclicità del settore *oil&gas*

La recessione economica globale e la riduzione dell'attività produttiva che si è verificata a cavallo tra il 2008 e buona parte del 2009 hanno determinato la marcata flessione della domanda di energia con il conseguente impatto negativo sulle quotazioni delle principali *commodity* energetiche. Pur in presenza di deboli fondamentali (domanda reale, livello scorte), i prezzi del petrolio hanno registrato a partire dalla metà del 2009 un'inversione di tendenza sostenuta dalle aspettative di ripresa del ciclo economico e dai tagli OPEC, attestandosi a fine anno in una fascia di prezzo compresa tra i 70-80 dollari/barile. La volatilità dei prezzi del petrolio rappresenta una criticità per la sostenibilità dei programmi di investimento delle *oil&gas company*, tenuto conto dei lunghi tempi di realizzazione e del processo di valutazione e realizzazione. La redditività dei progetti è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima dei fondamentali di domanda e offerta. Questo supporta il conseguimento dei *target* attesi di redditività dei progetti anche in fasi di contrazione del ciclo petrolifero. Per il quadriennio 2010-2013 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 65 dollari/barile (termini reali 2013), Eni prevede un programma di investimenti di 52,8 miliardi di euro, di cui 37,7 miliardi (71%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas che evidenzia un incremento non sostanziale (+8%) rispetto alla precedente manovra quadriennale varata nella fase di minimo del ciclo. I principali motivi di incremento dei costi sono: (i) lo sviluppo di nuovi progetti (in particolare in Iraq, Venezuela e progetti *offshore* angolano) che assicureranno il contributo alla crescita produttiva oltre l'orizzonte di piano; (ii) la sostanziale tenuta dei costi di approvvigionamento di materiali e servizi specialistici per l'industria petrolifera rispetto

alle previsioni del piano precedente di un sensibile ridimensionamento, tenuto conto che lo scenario petrolifero ha dimostrato una certa resistenza nel contesto recessivo globale e che le compagnie petrolifere non hanno ridotto gli investimenti in misura apprezzabile. Questi effetti sono parzialmente assorbiti dall'effetto della svalutazione del dollaro.

La volatilità del prezzo del petrolio rappresenta un elemento di incertezza anche per il rimpiazzo delle riserve. Infatti, la variazione del prezzo innesca due fattori contrapposti di revisione delle riserve certe di idrocarburi. Il primo è dato dalle minori o maggiori riserve iscritte a fronte dei contratti di *production sharing* (PSA) dove a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuisce all'aumentare del prezzo del barile e viceversa. L'altro fattore è rappresentato dalle maggiori o minori riserve iscritte sulle code di produzione che normalmente sono commerciabili a certi livelli di prezzo e non lo sono a livelli di prezzo significativamente più bassi rispetto a quelli utilizzati per la loro valutazione originale.

Per quanto riguarda gli altri settori di *business* Eni, nel settore Gas&Power è prevista per il 2010 una modesta ripresa della domanda europea e nazionale di gas dopo la rilevante flessione del 2009. Il permanere di questa situazione di scarsa dinamicità della domanda unitamente ai progetti di espansione della capacità di importazione realizzati da Eni e da operatori terzi e ai provvedimenti normativi di *gas release* recentemente adottati rappresentano fattori di rischio per i margini commerciali del settore Gas&Power e potranno eventualmente comportare il ritiro di quantità di gas inferiori ai volumi minimi contrattualmente previsti, con la conseguente necessità di corrispondere anticipi ai fornitori da recuperare negli esercizi futuri con l'aumento dei consumi al verificarsi di una ripresa più solida della domanda di gas. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi nell'Andamento Operativo del settore Gas&Power.

I settori Refining & Marketing e Petrolchimica sono particolarmente esposti alla volatilità del ciclo economico considerati i deboli fondamentali delle rispettive industrie di appartenenza caratterizzate da eccesso di capacità, elevata pressione competitiva, basse barriere all'entrata e prodotti commoditizzati. Inoltre questi settori sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio i cui aumenti si trasferiscono solo con un certo ritardo sui prezzi dei prodotti derivati. Pertanto in situazioni di prezzi crescenti della carica petrolifera, i margini dei prodotti petroliferi e petrolchimici sono penalizzati. In chiave previsionale, il *management* non ipotizza nel

2010 un rapido rientro dei fattori di debolezza che hanno penalizzato le *performance* operative di questi settori nel 2009. I margini di raffinazione nel 2009 hanno registrato un calo significativo di circa il 50% sul Brent e circa il 60% su di un paniere di greggi leggeri e pesanti, scendendo al di sotto del livello di *break-even*, per effetto: (i) del calo dei prezzi dei prodotti petroliferi in funzione della minore domanda e dell'elevato livello delle scorte, in particolare ha pesato la crisi del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è diminuito in misura drastica; (ii) degli aumenti repentini del costo della carica nei mesi primaverili non guidati da una ripresa dei fondamentali che quindi il settore non è stato in grado di trasferire sui prezzi finali; (iii) del restringimento del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione. Allo stato non è prevedibile un'inversione di tendenza di questi fattori almeno sul breve termine.

Per quanto riguarda il settore petrolchimico Eni, nonostante le azioni intraprese di contenimento dei costi fissi e di consolidamento della struttura industriale funzionale al rafforzamento delle aree di vantaggio competitivo, il ritorno del settore al pareggio operativo è ottenibile solo in presenza di una generale ripresa del ciclo economico che almeno sul breve termine rimane incerta.

Da questo quadro si distingue il settore Ingegneria & Costruzioni che mantiene costanti portafoglio ordini e redditività, grazie a una presenza articolata in diversi settori di mercato e a un buon posizionamento nelle aree di frontiera, tradizionalmente meno esposte alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi *asset*, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere che per il medio termine un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Per il 2010, in uno scenario energetico ancora caratterizzato da elevata volatilità, Eni prevede una leggera ripresa dei consumi mondiali di petrolio ed un prezzo medio del marker Brent di 65 dollari/barile. Anche la domanda europea ed italiana di gas è attesa in leggera ripresa dopo la rilevante flessione dei consumi industriali e termoelettrici registrata nel 2009, contestualmente all'aumento dell'offerta per l'entrata in esercizio di nuova capacità di importazione. Nel *business* della raffinazione, in assenza di un solido recupero dei fondamentali, i margini rimarranno deboli. In questo contesto di mercato, le previsioni del *management* sull'andamento nel 2010 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione nel 2010 è prevista su livelli non inferiori al 2009, pari a 1,769 milioni di boe/giorno, assumendo uno scenario Brent di 65 dollari/barile, lo stesso livello di tagli OPEC del 2009 e le dismissioni in corso. Il contributo di nuovi avvisi in particolare in Congo, Norvegia e solo marginalmente del progetto Zubair in Iraq, unitamente alla crescita dei campi avviati nel 2009 principalmente in Nigeria, Angola ed USA, compenseranno il declino dei giacimenti maturi. La crescita riprenderà in maniera marcata nel 2011;
- **Vendite di gas mondo:** in linea con il livello 2009 (circa 104 miliardi di metri cubi) per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia compensata dalla leggera ripresa della domanda gas in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distribgas e della ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento compresa la rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine;
- **Business regolati:** la *performance* dei *business* regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della riduzione dei costi a seguito dell'integrazione della filiera trasporto, stoccaggio e distribuzione;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati saranno in linea con il 2009 (34,55 milioni di tonnellate nel 2009). Le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono previste aumentare a fronte della decisione di cessare i contratti di lavorazione presso raffinerie di terzi, al fine di migliorare il tasso di utilizzo degli impianti Eni. Previste azioni di recupero di efficienza per attenuare l'impatto dello scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2009 (12,02 milioni di tonnellate nel 2009) in un quadro di consumi stagnanti. Sono state programmate nuove azioni di *marketing* per consolidare ulteriormente la *leadership* sul mercato italiano e lo sviluppo nel resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2009 (€13,69 miliardi nel 2009) e riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, i progetti esplorativi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il *management* ha in programma le azioni gestionali e di portafoglio necessarie per assicurare un livello di *leverage* adeguato al mantenimento di un elevato merito di credito.

Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in borsa di società controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2009 fra le controllate Eni, oltre alle società per le quali era già stata fornita analogha informativa in sede di resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2009 – Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni

Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd e Burren Energy (Congo) Ltd – rientra nella previsione regolamentare anche la società Eni Finance USA Inc;

- sono state adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

La presente Relazione intende fornire un quadro generale e completo sul sistema di governo societario adottato da Eni. Adempiendo agli obblighi normativi e regolamentari in materia¹, in linea con gli orientamenti e le raccomandazioni di Borsa Italiana SpA (“Borsa Italiana”) e delle associazioni di categoria più rappresentative, la Relazione riporta le informazioni sugli assetti proprietari e sull’adesione al Codice di Autodisciplina per le società quotate promosso da Borsa Italiana, motivando le scelte effettuate nell’applicazione dei principi di autodisciplina, nonché sulle pratiche di governo societario effettivamente applicate.

Il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana è accessibile al pubblico sul sito internet www.borsaitaliana.it².

Il testo della presente Relazione è messo a disposizione presso la sede sociale, pubblicato nella sezione “Corporate Governance” del sito internet della Società³ e trasmesso a Borsa Italiana, con le modalità e nei termini previsti dalla regolamentazione vigente.

Le informazioni contenute nella presente Relazione sono riferite all’esercizio 2009 e, con riferimento a specifici temi, aggiornate al giorno 11 marzo 2010, data della riunione del Consiglio di Amministrazione che l’ha approvata, unitamente alla relazione sulla gestione, al bilancio consolidato e al progetto di bilancio di esercizio relativi all’esercizio 2009.

Eni: profilo, struttura e valori

Profilo

Eni è un’impresa integrata nell’energia, presente in 77 paesi e con circa 78.400 dipendenti, operante nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell’ingegneria e costruzioni, tutti settori in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale.

Ogni azione di Eni è caratterizzata da un forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l’ambiente, investire nell’innovazione tecnica, perseguire l’efficienza energetica e mitigare i rischi del cambiamento climatico sono obiettivi condivisi da organi sociali, *management* e dipendenti.

Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l’eccellenza e attribuiscono un ruolo fondamentale alla persona, all’ambiente, alla correttezza e ai valori stabiliti nel Codice Etico.

In tale contesto, l’attenzione alla *governance* è costante. Integrità e trasparenza sono i principi che Eni persegue nel delineare un assetto di amministrazione e controllo adeguato alle proprie dimensioni, complessità e struttura operativa, nell’adottare un sistema di controllo interno efficace, nel comunicare con gli azionisti e gli altri *stakeholder*, anche attraverso la cura e l’aggiornamento delle informazioni disponibili sul sito internet.

(1) Art. 123-bis del Decreto Legislativo n. 58/1998 (“Testo Unico della Finanza”) e art. 89-bis della Delibera Consob n. 11971/99 e successive modifiche (“Regolamento Emittenti Consob”).

(2) All’indirizzo: http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm.

(3) All’indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/relazione-governo-societario/relazione-governo-societario.shtml.

Struttura di governance

La struttura di *corporate governance* di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che attribuisce la gestione aziendale al Consiglio di Amministrazione, fulcro del sistema organizzativo, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla società di revisione incaricata dall'Assemblea degli azionisti.

Conformemente alle previsioni statutarie, il Consiglio nomina un Amministratore Delegato cui affida la gestione della Società, ad eccezione di alcune materie che riserva alla propria competenza, e attribuisce al Presidente deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica.

Il modello prescelto sancisce, pertanto, la netta distinzione tra le funzioni di Presidente e quelle di Amministratore Delegato; ad entrambi compete, ai sensi dell'art. 25 dello statuto, la rappresentanza della Società.

Il Consiglio ha costituito al suo interno tre comitati con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il *Compensation Committee* e l'*Oil-Gas Energy Committee*. Inoltre, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, ha nominato tre Direttori Generali (*Chief Operating Officer*) ponendoli a capo delle tre Divisioni operative di Eni⁴.

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa col Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari il *Chief Financial Officer* della Società.

I Direttori Generali ed il *Chief Financial Officer*, unitamente al *Chief Corporate Operations Officer* ed ai Direttori direttamente dipendenti dall'Amministratore Delegato (*Senior Executive Vice President* della Società) prendono parte, su base permanente, al Comitato di Direzione, che ha funzioni consultive e di supporto all'attività dell'Amministratore Delegato.

Alcune scelte organizzative e gestionali, evidenziate nel corso della Relazione, sono state effettuate in applicazione della normativa statunitense, cui la Società è soggetta in ragione della quotazione sul *New York Stock Exchange* ("NYSE").

Codice Etico

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di fondamentale importanza definire con chiarezza i valori e i principi che guidano l'azione di Eni, all'interno della propria struttura come all'esterno, per garantire che tutte le attività aziendali siano svolte nell'osservanza delle norme di riferimento, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto dei legittimi interessi

di tutti gli *stakeholder* con cui Eni quotidianamente entra in relazione: azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, *partner* commerciali e finanziari, comunità locali e istituzioni dei Paesi in cui Eni opera.

Questi valori sono fissati nel nuovo Codice Etico Eni, approvato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 14 marzo 2008, in sostituzione del precedente Codice di Comportamento del 1998. Il Codice Etico recepisce l'evoluzione del quadro normativo, sviluppa le tematiche inerenti ai diritti umani e alla Sostenibilità, garantisce l'adeguamento alle *best practice* internazionali e aggiorna i riferimenti in relazione all'intervenuta evoluzione dell'assetto organizzativo di Eni. È preciso impegno di tutti coloro che lavorano per Eni, a partire dagli organi sociali e dal *management*, osservare e fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio di Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi, a tutela e a promozione dei quali agisce il Garante del Codice Etico che, semestralmente, presenta una relazione sull'attuazione del Codice al Comitato per il controllo interno, al Collegio Sindacale, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato che ne riferiscono al Consiglio. Con specifico riferimento ai temi di governo societario, il nuovo Codice contiene un richiamo alle principali regole di *corporate governance* contenute nel Codice di Autodisciplina adottato da Eni⁵, valorizzando i rapporti con gli azionisti e il mercato, e definendo i principi generali da seguire nella diffusione delle informazioni societarie e nei rapporti con i *media*.

Il Codice rappresenta un principio generale non derogabile del Modello 231, del quale è parte integrante: le sinergie fra Codice Etico e Modello sono sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni, istituito dal Modello 231, delle funzioni di Garante del Codice Etico, con il compito di promuoverne e verificarne l'attuazione.

Il Codice Etico si applica a tutte le società controllate direttamente e indirettamente, in Italia e all'estero. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas soggette alla regolamentazione cd. *unbundling* adottano il Codice, adeguandolo, se necessario, alle peculiarità della propria azienda in coerenza con la propria autonomia gestionale. Ogni società controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico.

I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle altre partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Codice negli ambiti di rispettiva competenza.

L'impegno di Eni alla diffusione dei principi del Codice è ulteriormente sottolineato dalla creazione, alle dipen-

(4) Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

(5) Per un maggior approfondimento si rinvia al paragrafo "Adesione al Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana e Codice Eni".

denze del Garante del Codice Etico, di un apposito “Team di Promozione del Codice Etico”. Il Team ha il compito di favorire la conoscenza e facilitare l’attuazione del Codice fornendo ogni strumento conoscitivo e di chiarimento per la relativa interpretazione e attuazione; a tal fine promuove iniziative differenziate a seconda dei vari *stakeholder* coinvolti, destinate, tra l’altro, a stimolare osservazioni sul Codice, affinché questo possa essere sempre aggiornato alla sensibilità della realtà sociale in cui Eni opera.

In particolare, attraverso un apposito Piano di Promozione, il Team del Codice Etico ha effettuato nel 2009 varie iniziative in tema di diffusione e comunicazione, formazione e coinvolgimento degli *stakeholder*.

Per maggiori dettagli sull’attività di diffusione e comunicazione del Codice, si rinvia alla Sezione “Sostenibilità” del sito internet di Eni e al bilancio di Sostenibilità⁶.

Sostenibilità

La Sostenibilità è parte integrante del modello di *governance* di Eni e rappresenta il motore di un processo di miglioramento che si sviluppa intorno ai temi che emergono dal dialogo con gli *stakeholder* e dal confronto con gli scenari futuri dell’energia.

Ciascun obiettivo di Sostenibilità è perseguito con progetti ed iniziative definite da Eni SpA e dalle sue società controllate ed inclusi in specifici piani d’azione a breve e medio termine. Il processo di pianificazione, attuazione e controllo è svolto in condivisione con le Direzioni e le Aree di *Business* ed è approvato dai massimi livelli decisionali aziendali. È stato inoltre riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di Sostenibilità e nell’approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all’Assemblea dei soci. La società di revisione certifica il bilancio di Sostenibilità verificando la correttezza del processo di pianificazione e gestione dell’attività complessiva e del flusso di dati originati dai siti operativi, poi consolidati e controllati a livello di Paese, Società, Divisione, Direzioni Corporate e Unità Sostenibilità. Tale processo di certificazione risponde ai criteri stabiliti dallo standard ISAE 3000, emesso nel 2004 dall’*International Auditing and Assurance Standard Board (IAASB)*, lo stesso organismo deputato all’emanazione dei principi di revisione contabile.

Le iniziative più rilevanti nell’ambito della Sostenibilità del

sistema di *governance* intraprese negli ultimi anni da Eni riguardano, in particolare, la promozione della partecipazione degli azionisti alla vita d’azienda, la sensibilizzazione degli azionisti e del Consiglio sui temi che fanno parte del modello e, in particolare, sulle diversità, nonché la diffusione di buone pratiche di *governance* in coerenza con i principi contenuti nel Codice Etico.

L’impegno di Eni per lo sviluppo sostenibile è riconosciuto anche dai principali indici finanziari di Sostenibilità. Nel 2009 l’azienda è stata riconfermata nel *Dow Jones Sustainability Index* e *STOXX*, di cui fa parte dal 2007. È inoltre inclusa nel *FTSE4GOOD* ed è stata confermata al secondo posto nell’*Accountability Rating Italy 2009*.

Eni si è, inoltre, classificata al primo posto sia nella classifica italiana che in quella mondiale del *Csr Online Awards 2009*, graduatorie realizzate dalla società di comunicazione finanziaria Lundquist.

Infine, nel giugno del 2009 a New York, l’Amministratore Delegato di Eni è stato insignito del *Foreign Policy Association’s Corporate Social Responsibility Award*.

Per maggiori approfondimenti, si rinvia al bilancio di Sostenibilità e alla sezione del sito internet di Eni dedicato alla Sostenibilità⁷.

Informazioni sugli assetti proprietari⁸

Struttura del capitale sociale e partecipazioni rilevanti

Il capitale sociale di Eni è costituito da azioni ordinarie nominative. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono votare nelle Assemblee ordinarie e straordinarie della Società e, comunque, esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest’ultima e dallo statuto della Società.

Alla data del 31 dicembre 2009 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

Nel 1995 Eni ha emesso un programma di ADR (*American Depositary Receipts*) per il mercato statunitense. L’ADR identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti. Ogni ADR Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al *New York Stock Exchange*⁹.

(6) http://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/sostenibilita_swf.page.

(7) http://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/sostenibilita_swf.page.

(8) Le informazioni sugli assetti proprietari sono rese in ottemperanza a quanto richiesto dall’art. 123-bis, primo comma, del Testo Unico della Finanza. Per quanto attiene alle informazioni su:

- meccanismo di esercizio dei diritti di voto previsto in un eventuale sistema di partecipazione azionaria dei dipendenti, quando il diritto di voto non è esercitato direttamente da questi ultimi, come richiesto dalla lettera e) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo “Assemblea e diritti degli azionisti”;

- accordi fra la società e gli amministratori, che prevedono indennità in caso di dimissioni o licenziamento senza giusta causa o se il loro rapporto di lavoro cessa a seguito di un’offerta pubblica di acquisto, come richiesto dalla lettera i) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo “Compensi degli Amministratori”;

- norme applicabili alla nomina e alla sostituzione degli amministratori, come richiesto dalla lettera l) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo “Nomina del Consiglio di Amministrazione”;

- modifiche statutarie, richieste dalla lettera l) della disposizione citata, si rinvia al paragrafo “Assemblea e diritti degli azionisti”.

(9) Per maggiori informazioni sul programma di ADR, si rinvia alla relativa sezione del sito internet di Eni dedicato alle “FAQ”:

http://www.eni.com/it_IT/faq/faq_shtml?header=faq.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo n. 58/1998 ("Testo Unico della Finanza") e della delibera

Consob n. 11971/1999 ("Regolamento Emittenti Consob"), al 31 dicembre 2009 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni sono:

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	813.443.277	20,31
Cassa Depositi e Prestiti SpA ^(a)	400.288.338	9,99
Eni SpA (azioni proprie)	382.952.240	9,56

(a) Controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale ^(a)
Italia	340.489	2.246.718.828	56,09
UK e Irlanda	998	188.379.015	4,70
Altri Stati UE	4.603	523.822.062	13,08
USA e Canada	1.701	394.799.891	9,86
Resto del Mondo	1.175	241.943.718	6,04
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		382.952.240	9,56
Altri		26.743.122	0,67
Totale		4.005.358.876	100,00

(a) Esistente alla data di pagamento (24 settembre 2009) del dividendo in acconto dell'esercizio 2009, (data stacco: 21 settembre 2009).

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale ^(a)
>10%	1	813.443.277	20,31
3%-10% ^(b)	2	551.813.303	13,78
2%-3%	0	0	0
1%-2%	8	431.214.800	10,77
0,5%-1%	6	168.306.301	4,20
0,3%-0,5%	13	190.695.057	4,76
0,1%-0,3%	36	254.058.897	6,34
≤ 0,1%	348.900	1.186.131.879	29,61
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		382.952.240	9,56
Altri		26.743.122	0,67
Totale		4.005.358.876	100,00

(a) Esistente alla data di pagamento (24 settembre 2009) del dividendo in acconto dell'esercizio 2009 (data stacco: 21 settembre 2009).

(b) Il Gruppo Intesa Sanpaolo ha successivamente comunicato la riduzione del possesso azionario della Banca IMI dal 3,78% all'1,39%.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento¹⁰.

Limiti di possesso azionario e restrizioni al diritto di voto

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui all'art. 3 del Decreto Legge n. 332 del 1994, convertito dalla Legge n. 474 del 1994 ("Legge

n. 474/1994"), nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto e comunque i diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso.

Da tale previsione sono escluse, ai sensi dell'art. 32 dello

(10) L'art. 19, comma 6, del Decreto Legge n. 78/2009, convertito dalla Legge n. 102/2009, prevede che il riferimento contenuto nell'art. 2497, primo comma, del Codice Civile, in materia di direzione e coordinamento, si interpreta nel senso che per "enti" si intendono "i soggetti giuridici collettivi diversi dallo Stato che detengono la partecipazione sociale nell'ambito della propria attività imprenditoriale ovvero per finalità di natura economica o finanziaria".

statuto e delle stesse norme citate, le partecipazioni al capitale della Società detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da Enti pubblici o da soggetti da questi controllati.

La norma speciale prevede, infine, che la clausola sui limiti al possesso azionario decada allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto, a condizione che l'offerente arrivi a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori¹¹.

Poteri speciali riservati allo Stato (Golden Share)

Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla Legge n. 474/1994, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004. I poteri speciali sono, in sintesi, i seguenti:

- a) opposizione all'assunzione, da parte dei soggetti nei cui confronti opera il limite di possesso azionario¹², di partecipazioni rilevanti, per tali intendendosi quelle che rappresentino almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. L'opposizione, debitamente motivata, deve essere espressa qualora l'operazione sia considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli Amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro dei soci. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante, sono sospesi. In caso di esercizio del potere di opposizione, attraverso provvedimento debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dall'operazione agli interessi vitali dello Stato, il cessionario non può esercitare i diritti di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante e dovrà cedere le stesse azioni entro un anno. In caso di mancata ottemperanza, il Tribunale, su richiesta del Ministro dell'Economia e delle Finanze, ordina la vendita delle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante secondo le procedure di cui all'articolo 2359-ter del Codice Civile;
- b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Testo Unico della Finanza nel caso in cui

negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. Ai fini dell'esercizio del potere di opposizione, Consob informa il Ministro dell'Economia e delle Finanze dei patti e degli accordi rilevanti di cui abbia avuto comunicazione, ai sensi del citato art. 122 del Testo Unico della Finanza. Il potere di opposizione deve essere esercitato entro dieci giorni dalla data della comunicazione effettuata da Consob. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale dei soci aderenti al patto sono sospesi. In caso di emanazione del provvedimento di opposizione, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dai suddetti accordi o patti agli interessi vitali dello Stato, gli accordi sono inefficaci. Qualora dal comportamento in Assemblea dei soci vincolati dal sindacato si desuma il mantenimento degli impegni assunti con l'adesione ai patti o accordi di cui al citato articolo 122 del Testo Unico della Finanza, le delibere assunte con il voto determinante dei soci stessi sono impugnabili;

- c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d);
- d) nomina di un Amministratore senza diritto di voto nelle riunioni consiliari.

I provvedimenti di esercizio dei poteri richiamati alle lettere a), b) e c) sono impugnabili entro sessanta giorni dai soggetti legittimati dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio.

Azioni e strumenti finanziari partecipativi di cui alla Legge 23 dicembre 2005, n. 266

La Legge n. 266 del 2005 (Legge Finanziaria per il 2006), all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme che prevedono l'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi che attribuiscono all'Assemblea speciale dei relativi titolari il diritto di richiedere l'emissione a favore dei medesimi di nuove azioni, anche al valore nominale, o nuovi strumenti finanziari partecipativi

(11) In base a quanto previsto dalla Legge n. 266 del 2005 (Legge finanziaria per il 2006), cui è dedicato specifico paragrafo nella presente Relazione, la medesima clausola verrebbe meno qualora nello statuto fossero inserite le norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi previsti dalla disposizione stessa.

(12) Si tratta dei soggetti descritti nell'art. 6.1 dello statuto, con esclusione di quelli previsti dall'art. 32.2.

muniti del diritto di voto nell'Assemblea ordinaria e straordinaria. L'inserimento di tale modifica dello statuto comporterebbe il venir meno del limite del possesso azionario di cui al citato art. 6.1 dello statuto. Al momento, tuttavia, lo statuto di Eni non contiene tale previsione.

Accordi fra azionisti

Non sono noti alla Società accordi stipulati ai sensi dell'art. 122 del Testo Unico della Finanza.

Accordi significativi che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio del controllo di Eni

Salvo quanto di seguito indicato, Eni e le sue controllate non sono parti di accordi significativi, che siano divulgabili senza arrecare grave pregiudizio per la Società, che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio degli azionisti che attualmente controllano Eni. Sono considerati accordi significativi quelli che sono stati oggetto di esame ed approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione, in quanto rientranti nelle sue competenze riservate, come di seguito indicate.

In particolare, gli accordi che rientrano nella fattispecie indicata riguardano:

- (i) le disposizioni dello *Shareholders' Agreement* in essere tra Eni, Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos per la gestione congiunta della Galp Energia SGPS SA, che stabiliscono, nel caso di cambio di controllo sulle società partecipanti al patto, la facoltà degli altri *partner* di acquistare le azioni detenute dalle parti contrattuali nei cui confronti si è verificato il cambio di controllo;
- (ii) la possibile decadenza della licenza di distribuzione di gas naturale della controllata Distribuidora de Gas Cuyana SA per effetto delle disposizioni dell'art. 34 del Titolo VIII della Legge 24.076 nei casi in cui la società fosse controllata da un azionista attivo in Argentina, direttamente o tramite controllate, nelle attività di produzione, stoccaggio o distribuzione di gas naturale.

Deleghe per l'aumento di capitale, potere degli amministratori di emettere strumenti finanziari partecipativi e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Non sono previste deleghe al Consiglio di Amministrazione ad effettuare aumenti di capitale sociale ai sensi dell'art. 2443.

Gli amministratori non hanno il potere di emettere strumenti finanziari partecipativi.

Con delibera del 29 aprile 2008, l'Assemblea aveva autorizzato

il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 Codice Civile, previa revoca dell'autorizzazione precedente per la parte non ancora eseguita, ad acquistare azioni proprie sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera stessa, fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino all'ammontare complessivo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea, ad un prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto aumentato del 5%¹³.

Il 29 ottobre 2009 l'autorizzazione è scaduta¹⁴. Al 31 dicembre 2009, le azioni proprie in portafoglio di Eni ammontano a n. 382.952.240, pari al 9,56% del capitale sociale.

Informazioni sul governo societario¹⁵

Adesione al Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana e Codice Eni

Con delibera del Consiglio di Amministrazione del 13 dicembre 2006, conformemente ad analoga decisione del 20 gennaio 2000, Eni ha aderito al Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana, nella versione emanata il 14 marzo 2006 ("Codice di Borsa")¹⁶.

Sulla base del Codice di Borsa, Eni ha adottato un proprio Codice di Autodisciplina (di seguito anche "Codice" o "Codice Eni"), con l'obiettivo di recepirne le previsioni, adeguandole alla realtà specifica di Eni, chiarendone alcune, valorizzandole ed elevando, al contempo, il livello generale della *governance* della Società.

Il Codice Eni rappresenta, pertanto, in modo chiaro e completo il sistema di *governance* della Società, in coerenza con le previsioni del Codice di Borsa e con i principali documenti della Società.

In particolare, il Codice tiene conto del fatto che Eni è una società capogruppo, non controllata da altra società, né sottoposta ad altrui direzione o coordinamento. Parimenti, il Codice tiene conto delle vigenti disposizioni statutarie che stabiliscono un sistema di amministrazione e controllo di tipo tradizionale (eliminando, quindi, le previsioni relative ai modelli monistico e dualistico contenute nel Codice di Borsa), con separazione delle cariche di Presidente e Amministratore Delegato (che non rende necessaria la nomina di un *lead independent director*) e che dettano specifiche previsioni sulla nomina e composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.

Per maggiore trasparenza e comprensione, il Codice Eni

(13) Per maggiori dettagli, si rinvia alla sezione "Azioni proprie" della Relazione sulla gestione di Eni SpA.

(14) Per maggiori informazioni, si rinvia all'indirizzo http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/azioni-proprie/azioni-proprie.shtml.

(15) L'informazione sul governo societario è resa altresì in ottemperanza a quanto richiesto dall'art 123-bis, primo comma, lettere e), i), l), e secondo comma, del Testo Unico della Finanza.

(16) Il Codice di Borsa è accessibile al pubblico sul sito internet www.borsaitaliana.it, all'indirizzo: http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm.

si esprime direttamente in relazione alle diverse opzioni previste dal Codice di Borsa, senza rinviare cioè ad atti successivi (con riferimento, ad esempio, alla scelta di non ridistribuire o modificare le funzioni dei comitati interni del Consiglio, di prevedere un solo Preposto al controllo interno, di prevedere che il Preposto riferisca anche all'Amministratore Delegato, di non affidare l'Internal Audit a soggetti esterni).

Le previsioni del Codice di Borsa che si riferiscono a competenze dell'Assemblea sono state poste in forma di auspicio o raccomandazione, non potendo il Consiglio garantirne l'osservanza.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate, in particolare quelle relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza, nonché per la definizione di "stretti familiari".

Sono state infine previste disposizioni che elevano il livello di *governance* proposto dal Codice di Borsa ed in particolare:

- l'interesse di tutti gli *stakeholder* è stato assunto come criterio di riferimento per gli amministratori: gli amministratori agiscono e deliberano in modo informato ed in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti, tenendo presenti gli interessi degli altri *stakeholder*;
- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività al lavoro svolto;
- è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito;
- è stato stabilito che i comitati interni del Consiglio previsti dal Codice Eni (con specifico riferimento al Comitato per il controllo interno ed al *Compensation Committee*) non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare;
- è stato previsto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse. Al Comitato è stato, inoltre, riconosciuto un ruolo rilevante nell'istruttoria

delle operazioni con parti correlate, conformemente ai principi e alle *best practices* in materia;

- per la nomina del Preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio è formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente. Il Consiglio di Amministrazione, con delibera del 30 ottobre 2008, ha previsto che la proposta avvenga sentito anche il Comitato per il controllo interno e che tali modalità di nomina si applichino anche al Responsabile Internal Audit; ha quindi nominato quest'ultimo, con il parere positivo del Comitato, quale Preposto al controllo interno di Eni¹⁷;
- è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno soltanto).

Sin dal 13 dicembre 2006, il Collegio Sindacale aderisce espressamente alle disposizioni del Codice che lo riguardano.

A seguito dell'adozione del Codice Eni, il Consiglio di Amministrazione ha altresì assunto alcune delibere di attuazione e specificazione delle disposizioni in esso contenute.

In particolare:

- sono state ridefinite le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione, che mantiene una posizione di assoluta centralità nel sistema di *corporate governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo e di sistema di controllo interno;
- sono state definite le operazioni più rilevanti, della Società e delle controllate, sottoposte all'approvazione del Consiglio, che deve prestare particolare attenzione alle situazioni nelle quali gli amministratori siano portatori di interessi propri o di terzi ed alle operazioni con parti correlate;
- è stato riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di Sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci;
- sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica (Snam Rete Gas SpA, Saipem SpA, Polimeri Europa SpA e Eni International BV);
- è stato individuato il cumulo massimo degli incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società - le cui disposizioni previste per l'Amministratore Esecutivo sono estese anche ai Direttori Generali - per assicurare che essi dedichino il tempo necessario all'efficace svolgimento del loro incarico;
- è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate

(17) Il Consiglio ha così confermato una precedente delibera del 16 marzo 2007.

(attualmente, per l'Italia, Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti. Tale principio è stato successivamente esteso, per effetto dell'evoluzione del quadro regolamentare di riferimento, anche alle società soggette al regime di separazione amministrativa e contabile (cd. *unbundling*) previsto dalla normativa di settore (oltre a Snam Rete Gas SpA, per l'Italia, Italgas SpA e Stogit SpA¹⁸).

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 23 aprile 2009, ha inoltre definito i principi generali di *governance* che Eni, nella sua qualità di azionista, applica alle società da essa partecipate, in Italia e all'estero. A tal fine, ha emanato delle Linee Guida, completate da specifiche norme di attuazione, volte a definire i principi generali, i ruoli e le responsabilità organizzative per l'individuazione dei sistemi di governo e controllo, nonché per la composizione degli organi sociali e i relativi criteri di designazione. In particolare, il modello di *governance* prescelto per le società italiane è quello della società per azioni con sistema tradizionale di amministrazione e controllo, mentre per le società estere è stata prevista l'adozione di forme giuridiche analoghe a quella della società per azioni o della società a responsabilità limitata di diritto italiano. Il controllo contabile delle partecipate, italiane ed estere, deve essere affidato ad una società di revisione. Al fine di promuovere un'adeguata rappresentanza negli organi sociali della diversità, in particolare di genere, è stato inoltre avviato un progetto di monitoraggio della realtà di Eni.

Il sistema di governo societario di Eni è pertanto in linea con le prescrizioni del Codice di Borsa e contiene altresì previsioni migliorative del livello di *corporate governance*. Dell'attuazione delle relative disposizioni verrà dato ulteriore dettaglio nel prosieguo della Relazione.

Il Codice Eni è pubblicato sul sito internet di Eni, nella sezione *Corporate Governance*¹⁹. Il "Commento" contenuto nel Codice di Borsa non è riportato per non appesantire il testo, ma è tenuto presente da Eni nell'applicazione dei Principi e dei Criteri.

Assemblea e diritti degli azionisti²⁰

L'Assemblea degli azionisti è competente a deliberare con le modalità e sugli argomenti previsti dalla legge e dallo statuto, in forma ordinaria e straordinaria. In particolare, l'Assemblea ordinaria nomina e revoca amministratori e sindaci, ne determina il compenso, approva il bilancio di

esercizio (che si chiude al 31 dicembre) e conferisce incarico alla società di revisione, approvandone il compenso; l'Assemblea straordinaria delibera sulle modifiche statutarie e sulle operazioni di carattere straordinario, quali aumenti di capitale, fusioni e scissioni.

Per quanto attiene, specificamente, alle norme applicabili alle modifiche dello statuto, Eni è soggetta alla disciplina normativa ordinaria, ad eccezione di quanto esposto nel paragrafo relativo ai poteri speciali riservati allo Stato della presente Relazione, cui si rinvia. Si evidenzia, altresì, che l'art. 23.2 dello statuto prevede che il Consiglio di Amministrazione deliberi sull'adeguamento delle disposizioni statutarie alle disposizioni normative.

Lo statuto ha inoltre attribuito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2365, comma 2, del Codice Civile, la competenza a deliberare sulla fusione per incorporazione e scissione proporzionale di società le cui azioni o quote siano possedute dalla Società almeno nella misura del 90% del loro capitale sociale, nonché sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie.

Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, e fino a che non siano divenute efficaci le nuove disposizioni normative²¹, la convocazione è effettuata mediante avvisi trasmessi a Borsa Italiana e pubblicati sul sito internet e sulla Gazzetta Ufficiale, nonché, ai sensi dell'art. 13 dello statuto ed in ottemperanza alla normativa vigente, sui quotidiani "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "Financial Times". Gli avvisi di convocazione riportano le disposizioni dello statuto rilevanti ai fini della partecipazione in Assemblea, ivi incluse, in particolare, le indicazioni riguardo alle modalità di reperimento dei moduli di delega.

Ai fini dell'intervento in Assemblea è richiesta la comunicazione rilasciata almeno due giorni non festivi prima della data dell'Assemblea stessa in prima convocazione da parte di un intermediario finanziario autorizzato. L'avente diritto può – tramite l'intermediario – ritirare la predetta comunicazione, perdendo in tal caso la legittimazione ad intervenire.

Per agevolare la partecipazione degli azionisti, lo statuto prevede sia il voto per corrispondenza sia specifiche facilitazioni per la raccolta delle deleghe.

Il voto effettuato per corrispondenza, esercitato nei termini di legge, può essere revocato mediante dichiarazione espressa, portata a conoscenza della Società almeno il giorno prima dell'Assemblea. Coloro che intendano partecipare all'Assemblea in rappresentanza legale o volontaria di azionisti o di altri aventi diritto devono far pervenire la

(18) Con effetto da luglio 2009, Eni ha ceduto la propria partecipazione nelle due società a Snam Rete Gas SpA.

(19) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/codice-autodisciplina-Eni/codice-autodisciplina-Eni.shtml.

(20) Informazioni rese ai sensi dell'art. 123-bis, primo comma, lettere e) e l), con riferimento alle modifiche statutarie, e secondo comma, lettera c), del Testo Unico della Finanza.

(21) Per le assemblee i cui avvisi di convocazione siano pubblicati successivamente al 31 ottobre 2010, trovano applicazione le nuove disposizioni che recepiscono la Direttiva 2007/36/CE sui diritti degli azionisti in materia di convocazione assembleare, nonché di legittimazione all'intervento e al voto.

documentazione comprovante i loro poteri alla funzione competente della Società, con le modalità e nei termini precisati nell'avviso di convocazione.

Inoltre, ai sensi dell'art. 14 dello statuto, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate, che facciano parte di associazioni di azionisti che rispondano ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, sono messi a disposizione delle medesime associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Ai sensi di legge e di statuto, i soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possono richiedere – salvi gli argomenti la cui proposta sia di competenza degli amministratori o basati su progetti o relazioni da essi predisposti – entro cinque giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare, indicando nella domanda gli argomenti proposti.

Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e il diritto di ciascun azionista a prendere la parola sugli argomenti in discussione, il 4 dicembre 1998 l'Assemblea ha approvato il regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito internet di Eni²².

L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in sua sostituzione, dai soggetti previsti dallo statuto.

Nell'ambito delle iniziative avviate per sollecitare l'interesse ed un maggior attivismo degli azionisti, in occasione dell'ultima Assemblea annuale (29-30 aprile 2009) sono stati inoltre realizzati un *cartoon* interattivo e una Guida dell'Azionista, disponibili sul sito internet²³, allo scopo di fornire informazioni chiare ed immediate sulle modalità di partecipazione e sui diritti esercitabili in occasione di tale rilevante appuntamento per la vita della Società e dei soci. Eni intende estendere tali iniziative anche all'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2009, dedicando sempre maggiore spazio, anche comunicativo, al rapporto con tutti i propri azionisti.

Nel corso delle riunioni assembleari, il Consiglio si adopera per assicurare la più ampia trasparenza sulle materie trattate ai soci, cui è riconosciuta la possibilità di chiedere informazioni sulle materie all'ordine del giorno, che vengono rese nel rispetto della disciplina delle informazioni privilegiate.

Consiglio di Amministrazione²⁴

Composizione

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. L'Assemblea ordinaria ne determina il numero entro detti limiti.

Lo statuto prevede che gli azionisti di minoranza possano designare un numero di loro rappresentanti nel Consiglio pari a tre decimi del totale.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha determinato in nove il numero degli amministratori, nominando il Consiglio di Amministrazione e il Presidente del Consiglio, in carica per la durata di tre esercizi, e comunque sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010. Il giorno 11 giugno 2008, il Consiglio ha individuato in Paolo Scaroni l'Amministratore Delegato della Società.

Il Consiglio è composto da Roberto Poli (Presidente), Paolo Scaroni (Amministratore Delegato), Alberto Clò, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta e Francesco Taranto.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Mario Resca e Pierluigi Scibetta sono stati eletti sulla base della lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, titolare del 20,30% del capitale sociale.

Alberto Clò, Marco Reboa e Francesco Taranto sono stati eletti sulla base della lista presentata da investitori istituzionali, allora titolari complessivamente dell'1,10% del capitale sociale.

Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e Governance (*Corporate Affairs and Governance Senior Executive Vice President*) della Società, è stato confermato quale Segretario del Consiglio di Amministrazione.

Si forniscono di seguito alcune informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei Consiglieri eletti.

ROBERTO POLI

Nato nel 1938. È Presidente di Eni SpA da maggio 2002. Ricopre la carica di Presidente della Poli e Associati SpA, società di consulenza nel settore della finanza aziendale, delle operazioni straordinarie, delle acquisizioni e ristrutturazioni aziendali. È Consigliere della Mondadori SpA, Fininvest SpA, Coesia SpA, Maire Tecnimont SpA e Perennius Capital Partners SGR SpA. Dal 1966 al 1998 è stato docente di finanza aziendale all'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano. È stato consulente in operazioni di finanza straordinaria di alcuni dei più importanti gruppi

(22) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/assemblea-azionisti/regolamento-assembleare/regolamento-assembleare.shtml.

(23) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/iniziativa/iniziativa-per-gli-azionisti.shtml.

(24) Informazioni rese anche ai sensi dell'art. 123-bis, secondo comma, lettera d) del Testo Unico della Finanza.

industriali italiani. È stato Presidente della Rizzoli-Corriere della Sera SpA e di Publitalia SpA.

PAOLO SCARONI

Nato nel 1946. È Amministratore Delegato di Eni SpA dal giugno 2005. È Consigliere di Amministrazione di Assicurazioni Generali SpA, di LSEG plc (London Stock Exchange Group), di Veolia Environnement (Parigi), del Board of Overseers della Columbia Business School di New York e Consigliere di Amministrazione della Fondazione Teatro alla Scala. Dopo la Laurea in Economia e Commercio conseguita nel 1969 all'Università Luigi Bocconi di Milano e dopo una prima esperienza di lavoro di tre anni in Chevron, consegue un *Master in Business Administration*, presso la Columbia University di New York, e continua la sua carriera in McKinsey. Nel 1973 entra nel Gruppo Saint Gobain, dove svolge numerosi incarichi manageriali in Italia ed all'estero, fino alla nomina, nel 1984, a Presidente della Divisione Vetro a Parigi. Dal 1985 al 1996 è Vice Presidente ed Amministratore Delegato della Techint e gestisce le privatizzazioni delle controllate SIV, Italimpianti e Dalmine. Nel 1996 si trasferisce in Gran Bretagna entrando in Pilkington e ricopre la carica di Amministratore Delegato fino a maggio 2002. Dal maggio 2002 al maggio 2005 è stato Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel. Dal 2005 al luglio 2006 è stato *Chairman* di Alliance Unichem (UK). Nel novembre 2007 è stato insignito del grado di *Officier* nell'ordine della *Légion d'honneur*.

ALBERTO CLÔ

Nato nel 1947. È Consigliere di Eni SpA da giugno 1999. È attualmente Consigliere di Atlantia SpA, Italcementi SpA e De Longhi SpA. Si è laureato in Scienze Politiche all'Università di Bologna. Docente di Economia Industriale ed Economia dei Servizi Pubblici presso l'Università di Bologna. Ha fondato nel 1980 la rivista "Energia" di cui è direttore responsabile. Ha scritto libri ed oltre 100 saggi e articoli sulle problematiche dell'economia industriale ed energetica, collabora con diversi quotidiani e riviste economiche. Nel 1995-1996 è stato Ministro dell'Industria e ad interim del Commercio con l'Estero e Presidente del Consiglio dei Ministri dell'Industria e dell'Energia dell'Unione Europea durante il semestre di Presidenza italiana. Nel 1996 è stato insignito dell'onorificenza di Cavaliere di Gran Croce al merito della Repubblica Italiana.

PAOLO ANDREA COLOMBO

Nato nel 1960. È Consigliere di Eni SpA da giugno 2008. Laureato in Economia Aziendale nel 1984 all'Università Luigi Bocconi di Milano, diventa Dottore Commercialista nel 1985 e Revisore dei Conti. È docente presso il Dipartimento di *Accounting* dell'Università Luigi Bocconi di Milano. È Socio fondatore della Borghesi Colombo & Associati, società di

consulenza specializzata nelle operazioni di finanza d'impresa – inclusa la consulenza fiscale e societaria nell'ambito di operazioni straordinarie – nella consulenza strategica e di *corporate governance*. È Consigliere di Mediaset SpA, Ceresio SIM SpA e Versace SpA, Presidente del Collegio Sindacale di Aviva Vita SpA e Interbanca SpA, Sindaco di Sirti SpA, A. Moratti S.p.a., Humanitas Mirasole SpA, Credit Agricole Assicurazioni Italia SpA e Iniziativa Gestione Investimenti SGR SpA. Da maggio 2002 a maggio 2005 ha ricoperto la carica di Sindaco effettivo di Eni SpA. Da maggio 2005 a maggio 2008 quella di Presidente del Collegio Sindacale.

PAOLO MARCHIONI

Nato nel 1969. È Consigliere di Eni SpA da giugno 2008. È avvocato con specializzazioni in diritto penale e amministrativo, patrocinante in Cassazione e giurisdizioni superiori. È consulente di enti pubblici e società commerciali in materia di diritto commerciale, societario, amministrativo e degli enti locali. Sindaco della città di Baveno (VB) dall'aprile 1995 al giugno 2004. È stato Presidente dell'Assemblea dei Sindaci di Con.Ser.Vco dal settembre 1995 al giugno 1999 e componente dell'Assemblea dei Sindaci dell'Asl 14, del direttivo del Distretto sanitario del Verbano, dell'Assemblea dei Sindaci dell'Azienda speciale Consorzio acque reflue Valle Ossola nonché dell'Assemblea dei Sindaci del Consorzio dei servizi sociali del Verbano fino al giugno 2004. Dall'aprile 2005 al gennaio 2008 è stato Consigliere comunale del Comune di Stresa (VB). Dall'ottobre 2001 all'aprile 2004 è stato Consigliere di Amministrazione di C.i.m SpA di Novara (Centro Interportuale merci) e, dal dicembre 2002 al dicembre 2005, Consigliere di Amministrazione e componente del Comitato esecutivo di Finpiemonte SpA. Da giugno 2005 a giugno 2008 è stato Consigliere di Amministrazione di Consip. Da giugno 2009 è Vice-Presidente della Provincia del Verbano-Cusio-Ossola ed assessore al bilancio, patrimonio, affari legali e attività produttive.

MARCO REBOA

Nato nel 1955. È Consigliere di Eni SpA da maggio 2005. Laureato in Economia Aziendale presso l'Università Luigi Bocconi di Milano. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile. È Professore di ruolo alla Facoltà di Giurisprudenza presso l'Università Carlo Cattaneo – LIUC – di Castellanza e autore di numerose pubblicazioni in materia di *corporate governance*, valutazioni economiche e bilancio. È Direttore della Rivista dei Dottori Commercialisti e svolge attività professionali in Milano. Ricopre l'incarico di Consigliere in Luxottica Group SpA e Interpump Group SpA. È Presidente del Collegio Sindacale di Mediobanca SpA. È Sindaco di Gruppo Lactalis Italia SpA, di Egidio Galbani SpA e Big Srl.

MARIO RESCA

Nato nel 1945. È Consigliere di Eni SpA da maggio 2002. Nel 2008 è stato nominato dal Governo Direttore Generale per la valorizzazione dei musei italiani, nell'ambito del Ministero per i Beni e le Attività Culturali. Presidente di Confimprese e di Finbieticola Casei Gerola SpA. È Consigliere di Mondadori SpA. Laureato in Economia e Commercio all'Università Luigi Bocconi di Milano. Assunto dopo la laurea dalla Chase Manhattan Bank, nel 1974 è nominato Direttore della Saifi Finanziaria (Gruppo Fiat) e dal 1976 al 1991 è *partner* di Egon Zehnder. In questo periodo è Consigliere di Lancôme Italia e di società del Gruppo RCS Corriere della Sera e del Gruppo Versace. Dal 1995 al 2007 è stato Presidente e Amministratore Delegato di McDonald's Italia. È stato inoltre Presidente della Sambonet SpA, della Kenwood Italia SpA, socio fondatore della Eric Salmon & Partners e Presidente dell'American Chamber of Commerce. Nel giugno 2002 gli è stata conferita l'onorificenza di Cavaliere del Lavoro.

PIERLUIGI SCIBETTA

Nato nel 1959. È Consigliere di Eni SpA da maggio 2005. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università La Sapienza di Roma. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile ed esercita l'attività professionale presso il proprio studio in Roma dal 1990. È stato consigliere di amministrazione di Gestore del Mercato Elettrico (GME) SpA, dell'Istituto Superiore per la Previdenza e la sicurezza del lavoro (ISPESL), di Nucleco SpA, FN SpA e Agenzia per l'innovazione tecnologica (AGITEC) SpA; è stato inoltre Vice Commissario straordinario e Consigliere di amministrazione dell'Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA) e Sindaco effettivo del Consorzio smantellamento impianti del ciclo del combustibile nucleare.

FRANCESCO TARANTO

Nato nel 1940. È Consigliere di Eni SpA da giugno 2008. Attualmente è consigliere di amministrazione della Cassa di Risparmio di Firenze SpA, Pioneer Global Asset Management SpA (Gruppo Unicredit) e Kedrios SpA. Ha iniziato la propria attività nel 1959 a Milano presso lo studio di un agente di cambio, per poi operare, dal 1965 al 1982 nel Banco di Napoli, dove ha ricoperto la carica di vice direttore responsabile del servizio borsa e titoli. Ha ricoperto numerosi incarichi direttivi nel settore della gestione collettiva del risparmio, in particolare quelli di direttore

gestioni mobiliari di Eurogest, dal 1982 al 1984, e di Direttore Generale di Interbancaria Gestioni, dal 1984 al 1987. Passato al gruppo Prime (dal 1987 al 2000), ha ricoperto per un lungo periodo la carica di Amministratore Delegato della Capogruppo. È stato inoltre membro del consiglio direttivo di Assogestioni e del comitato per la *corporate governance* delle società quotate costituito su iniziativa di Borsa Italiana. È stato Consigliere di amministrazione dell'Enel dall'ottobre 2000 a giugno 2008.

Nomina²⁵

Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, in ossequio alle norme contenute nella Legge n. 474/1994²⁶ e comunque in coerenza con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza²⁷, lo statuto prevede che la nomina degli amministratori aventi diritto al voto avvenga mediante voto di lista. In particolare, ai sensi dell'art. 17 dello statuto e in virtù delle disposizioni contenute nella Legge n. 474/1994, hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale, sia il Consiglio di Amministrazione. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie. Le liste, in cui sono espressamente individuati i candidati in possesso dei requisiti di indipendenza, sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione (venti giorni prima, se presentate dal Consiglio di Amministrazione) e sono pubblicate su almeno tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici, secondo quanto previsto dalla Legge n. 474/1994. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito internet della Società. Tutti i candidati devono possedere i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Unitamente al deposito di ciascuna lista, a pena di inammissibilità della stessa, devono essere depositati il *curriculum* professionale di ciascun candidato e le dichiarazioni con le quali i medesimi accettano la propria candidatura e attestano l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità, nonché il possesso dei requisiti di onorabilità ed eventuale indipendenza. A seguito dell'espletamento delle formalità di voto, si procede

(25) Informazione resa anche ai sensi dell'art. 123-bis, primo comma, lettera l) del Testo Unico della Finanza.

(26) L'art. 4 della Legge 474/1994 prevede che l'elezione del Consiglio avvenga con voto di lista e che alle liste di minoranza debba essere riservato complessivamente almeno un quinto degli amministratori con diritto di voto, con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità superiore. Per le assemblee i cui avvisi di convocazione saranno pubblicati successivamente al 31 ottobre 2010 troveranno applicazione le nuove disposizioni che recepiscono la Direttiva 2007/36/CE, le quali stabiliscono che per le società quotate privatizzate si applicherà quanto previsto dagli articoli 125-bis, 147-ter e 148 del Testo Unico della Finanza, fermo restando che almeno un quinto degli amministratori è espresso dalle liste di minoranza.

(27) L'art. 147-ter del Testo Unico della Finanza prevede il meccanismo statutario del voto di lista e stabilisce che almeno uno dei componenti del Consiglio di Amministrazione è espresso dalla lista di minoranza che abbia ottenuto il maggior numero di voti e non sia collegata in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti.

alla nomina traendo i sette decimi degli amministratori (con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità inferiore), nell'ordine progressivo con cui sono elencati, dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, e i restanti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, nemmeno indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti.

La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.

Per la nomina degli amministratori che non siano stati eletti, per qualsiasi ragione, con la procedura di cui sopra, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge, in modo tale da assicurare comunque che la composizione del Consiglio sia conforme alla legge e allo statuto.

Ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera d) dello statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea, al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, di un Amministratore senza diritto di voto. Tale facoltà non è stata esercitata.

Requisiti di indipendenza

Il Testo Unico della Finanza stabilisce che almeno uno degli amministratori, ovvero due, se il Consiglio è composto da più di sette membri, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate dall'art. 148, comma 3, della stessa norma, nonché, se lo statuto lo prevede, gli ulteriori requisiti previsti dai codici di comportamento.

L'articolo 17.3 dello statuto di Eni, migliorando tale previsione normativa, prevede che almeno un Amministratore, se il Consiglio è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre, se il Consiglio è composto da un numero di membri superiore a cinque, possiedano i citati requisiti di indipendenza. La stessa norma statutaria ha poi previsto un meccanismo, suppletivo rispetto al sistema di elezione ordinario, che assicuri comunque la presenza del numero minimo di amministratori indipendenti in Consiglio. In tal modo Eni ha inteso rafforzare la presenza degli amministratori indipendenti nel Consiglio.

Accanto ai requisiti richiesti dal Testo Unico della Finanza, l'art. 3 del Codice Eni, conformemente a quanto previsto dal Codice di Borsa Italiana, ha individuato ulteriori requisiti di indipendenza. Tali criteri ricalcano perfettamente quelli previsti dal Codice di Borsa, specificandoli in tre punti:

- l'identificazione delle "società controllate aventi rilevanza strategica", in cui l'amministratore sia stato eventual-

- mente esponente di rilievo, sulla base della valutazione del Consiglio di Amministrazione²⁸;

- l'individuazione nel 30% dell'emolumento "fisso" di amministratore non esecutivo della Società la "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza²⁹;

- la definizione di "stretti familiari", intendendosi per tali parenti o affini entro il secondo grado³⁰.

Il Consiglio di Amministrazione tiene conto di tutti i criteri su indicati nel valutare periodicamente l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, avendo riguardo più alla sostanza che alla forma.

Successivamente alla nomina, gli Amministratori non esecutivi hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza ed il Consiglio ne ha valutato la sussistenza, come previsto dalla regolamentazione vigente e dal Codice Eni.

In ottemperanza, poi, alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, che richiedono una valutazione periodica sul possesso dei requisiti di indipendenza, nella riunione del giorno 11 febbraio 2010 il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha confermato che gli amministratori non esecutivi Clò, Colombo, Marchioni, Reboa, Resca, Scibetta e Taranto sono indipendenti ai sensi di legge e di statuto, nonché ai sensi del Codice Eni³¹. Il Consigliere Clò è stato confermato quale indipendente, anche ai sensi del Codice Eni, pur ricoprendo la carica da più di nove anni³², in quanto designato dagli azionisti di minoranza (segnatamente, da investitori istituzionali) e in considerazione delle riconosciute qualità professionali e dell'indipendenza di giudizio.

Il Collegio Sindacale ha sempre verificato, da ultimo nella riunione del giorno 11 febbraio 2010, la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei suoi componenti.

L'esito delle valutazioni del Consiglio è reso in modo schematico nelle tabelle allegate alla presente Relazione.

Non è stato nominato un *lead independent director* in considerazione della presenza di un Amministratore Delegato e un Presidente con ruoli distinti.

Requisiti di onorabilità, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Il Testo Unico della Finanza prevede che i soggetti che svolgono funzioni di amministrazione e direzione delle società quotate debbano possedere i requisiti di onorabilità

(28) Criterio 3.C.1.b).

(29) Criterio 3.C.1.d).

(30) Criterio 3.C.1.h).

(31) Pur essendo il Presidente del Consiglio un amministratore non esecutivo, non può essere dichiarato indipendente in ossequio alla più stretta interpretazione dei requisiti del Codice di Borsa Italiana, trattandosi di esponente di rilievo della Società (Criterio Applicativo 3.C.2).

(32) Il Consigliere Clò è stato nominato per la prima volta nel 1999.

prescritti per i membri degli organi di controllo dal Regolamento del Ministro della giustizia emanato ai sensi dell'art. 148 della stessa norma³³. L'articolo 17.3 dello statuto, nel recepire tale previsione normativa, ha stabilito che tutti i candidati alla carica di consigliere di amministrazione debbano possedere i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Agli amministratori è richiesto inoltre il possesso degli ulteriori specifici requisiti previsti dalle norme speciali ad essi applicabili.

La medesima disposizione statutaria prevede, inoltre, che il Consiglio valuti periodicamente, unitamente ai requisiti di indipendenza, anche quelli di onorabilità degli amministratori, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità.

Sempre ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, nel caso in cui in capo ad un Amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza od onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio dichiara la decadenza dell'Amministratore e provvede alla sua sostituzione ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la decadenza dalla carica. Gli amministratori nominati devono comunicare alla Società l'eventuale perdita dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità o incompatibilità.

Successivamente alla nomina, gli Amministratori hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di onorabilità richiesti dalle norme ad essi applicabili ed il Consiglio ne ha valutato la sussistenza, come previsto dalla regolamentazione vigente e dal Codice Eni.

In ottemperanza, poi, alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, che prevede la valutazione periodica dei requisiti da parte del Consiglio, nella riunione del giorno 11 febbraio 2010 il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha constatato la permanenza dei requisiti di onorabilità e l'assenza di cause di incompatibilità e ineleggibilità, anche con riferimento alle società controllate bancarie e finanziarie, da parte di tutti gli Amministratori.

Orientamento del Consiglio sul cumulo massimo di incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società

Con delibera 11 giugno 2008 (confermando l'orientamento del precedente Consiglio), come richiesto dal Codice Eni, il Consiglio ha definito i criteri generali circa il numero massimo di incarichi di amministrazione e controllo in altre società, compatibile con un efficace svolgimento del ruolo di amministratore di Eni:

- un Amministratore esecutivo non dovrebbe ricoprire: (i) la carica di Consigliere esecutivo in altra società quotata, italiana o estera, ovvero in una società finanziaria³⁴, bancaria o assicurativa o con un patrimonio netto superiore a 10 miliardi di euro e (ii) la carica di Consigliere non esecutivo o Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle predette società;

- un Amministratore non esecutivo, oltre alla carica ricoperta nella Società, non dovrebbe ricoprire: (i) la carica di Consigliere esecutivo in più di una delle predette società e la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle società indicate, ovvero (ii) la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco in più di sei delle predette società.

Restano escluse dal limite di cumulo le cariche ricoperte in società del Gruppo Eni.

Nel caso di superamento dei limiti indicati, gli amministratori informano tempestivamente il Consiglio, il quale valuta la situazione alla luce dell'interesse della Società e invita l'Amministratore ad assumere le conseguenti decisioni. In ogni caso, prima di assumere un incarico di Amministratore o di Sindaco (o membro di altro organo di controllo) in altra società non partecipata o controllata, direttamente o indirettamente, da Eni, l'Amministratore esecutivo informa il Consiglio di Amministrazione, che ne valuta la compatibilità con le funzioni attribuite all'Amministratore esecutivo e con l'interesse di Eni. La disciplina riferita all'Amministratore esecutivo si applica anche ai Direttori Generali.

Sulla base delle informazioni fornite, successivamente alla nomina e nella riunione del giorno 11 febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha verificato che gli amministratori rispettano i citati limiti al cumulo degli incarichi. Informazioni di dettaglio sul numero degli incarichi ricoperti dai componenti del Consiglio con riferimento alla delibera sul cumulo degli incarichi sono disponibili nella tabella allegata alla presente Relazione.

Compiti

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società in relazione all'oggetto sociale.

Con delibera 11 giugno 2008, il Consiglio ha nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni³⁵, affidandogli i più ampi poteri di amministrazione ordinaria e straordinaria della Società, e riservandosi in esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge. Tali poteri specificano il ruolo definito per l'organo di gestione dal Codice Eni.

(33) Decreto ministeriale 30 marzo 2000, n. 162.

(34) Sono state considerate quali società finanziarie, ai fini della valutazione del cumulo degli incarichi, gli intermediari finanziari di cui all'articolo 106 del D. Lgs. 385/1993 (Testo Unico Bancario) e le imprese che svolgono attività e servizi di investimento o di gestione collettiva del risparmio ai sensi del Testo Unico della Finanza.

(35) Paolo Scaroni è stato nominato Amministratore Delegato della Società per la prima volta il 1° giugno 2005.

Più dettagliatamente, il Consiglio:

1. Definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo. In particolare, sentito il Comitato per il controllo interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre, una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate.
 2. Istituisce i comitati interni del Consiglio, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e il compenso e approvandone i regolamenti.
 3. Attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe.
 4. Definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, ivi compreso il sistema di controllo interno, delle principali società controllate e del Gruppo. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse.
 5. Definisce, in particolare, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato.
 6. Definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo incluse le politiche per la Sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, nonché gli accordi di carattere strategico della Società. Esamina e approva il piano degli interventi *non profit* della Società e approva gli interventi non inclusi nel piano di importo superiore a 500.000 euro.
 7. Esamina e approva i *budget* annuali delle Divisioni, della Società e quello consolidato del Gruppo.
 8. Esamina e approva la relazione finanziaria semestrale e i resoconti intermedi di gestione della Società e del Gruppo, previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di Sostenibilità, da sottoporre all'Assemblea dei soci.
 9. Riceve dagli amministratori con deleghe, in occasione delle riunioni del Consiglio, e comunque con periodicità almeno bimestrale, un'informativa sull'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, sull'attività del Gruppo e sulle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate della Società, che non siano sottoposte all'esame e approvazione del Consiglio. In particolare riceve periodicamente un'informativa semestrale, con le relative motivazioni, delle modifiche intervenute nelle operazioni di investimento, già approvate dal Consiglio, di cui al punto 12, lettere b) e c), sulla base dei criteri stabiliti dal Consiglio stesso.
 10. Riceve dai comitati interni del Consiglio un'informativa periodica semestrale.
 11. Valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, sulla base dell'informativa ricevuta dagli amministratori con deleghe, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di *budget*.
 12. Esamina e approva le operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario per la Società, prestando particolare attenzione alle situazioni nelle quali uno o più amministratori abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi, e alle operazioni con parti correlate. Nel caso di società quotate e delle società soggette alla disciplina dell'*unbundling*, il Consiglio ha cura di assicurare il principio di autonomia gestionale. È fatto salvo, in ogni caso, il rispetto degli obblighi di riservatezza relativi ai rapporti commerciali intercorrenti fra la società controllata ed Eni o terzi, per la tutela dell'interesse della controllata.
- Sono considerate di significativo rilievo le seguenti operazioni:
- a) acquisizioni e alienazioni di partecipazioni, aziende o rami di azienda, titoli minerari e immobili, conferimenti, fusioni e scissioni e liquidazioni di società, di valore superiore a 100 milioni di euro, fermo quanto previsto dall'art. 23.2 dello statuto;
 - b) investimenti in immobilizzazioni tecniche di importo superiore a 300 milioni di euro, ovvero anche di importo minore, se di particolare rilievo strategico o se presentano un particolare rischio;
 - c) iniziative di esplorazione e operazioni di portafoglio del settore E&P in nuovi Paesi;
 - d) compravendita di beni e servizi diversi da quelli destinati a investimenti e dalle forniture di gas, ad un prezzo complessivo superiore a 1 miliardo di euro – ad esclusione delle compravendite di beni mobili e servizi rientranti nella gestione ordinaria – ovvero di durata superiore a 20 anni; contratti di fornitura gas,

- o modifiche di tali contratti, di almeno tre miliardi di metri cubi annui e durata decennale;
- e) finanziamenti a soggetti diversi dalle società controllate: (i) di ammontare superiore a 200 milioni di euro, se in misura proporzionale alla quota di partecipazione ovvero (ii) di qualunque importo, se a favore di società non partecipate o se in misura non proporzionale alla quota di partecipazione;
- f) rilascio di garanzie, personali o reali, a soggetti diversi dalle società controllate: (i) di importo superiore a 200 milioni di euro, se nell'interesse della Società o di società controllate ovvero nell'interesse di società partecipate non controllate purché la garanzia sia proporzionale alla quota di partecipazione ovvero (ii) di qualunque importo, se nell'interesse di società partecipate non controllate, e la garanzia non è proporzionale alla quota di partecipazione. Per il rilascio delle garanzie di cui al punto (i), di importo compreso tra 100 e 200 milioni di euro, il Consiglio conferisce delega congiunta all'Amministratore Delegato e al Presidente;
- g) contratti di intermediazione di Eni SpA.
13. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri. Nel caso di nomina dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale, la proposta è del Presidente.
14. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, e vigila affinché il dirigente disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti dalla legge, nonché sul rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte da detto dirigente.
15. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, e sentito il Comitato per il controllo interno, un Preposto al controllo interno e il Responsabile Internal Audit, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società, e approva le linee di indirizzo dell'attività del Preposto e dell'Internal Audit.
16. Assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti.
17. Definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e del Gruppo e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea.
18. Delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato,

sull'esercizio del diritto di voto e sulle designazioni dei componenti degli organi delle principali società controllate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura di assicurare il rispetto delle previsioni del Codice di Autodisciplina di competenza dell'Assemblea.

19. Formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci.
20. Esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio, per la particolare rilevanza o delicatezza.

Ai sensi dell'articolo 23.2 dello statuto, il Consiglio delibera altresì: sulle operazioni di fusione per incorporazione e di scissione proporzionale di società partecipate almeno al 90%; sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie; sull'adeguamento dello statuto alle disposizioni normative.

Il Consiglio può, inoltre, nel corso dell'esercizio, deliberare la distribuzione agli azionisti di acconti sul dividendo, come consentito dall'art. 29.3 dello statuto.

Il Consiglio, nella riunione del 30 giugno 2008, ha attribuito al Presidente, Roberto Poli, deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24.1 dello statuto. Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Nella riunione dell'11 giugno 2008, il Consiglio ha individuato Saipem SpA, Snam Rete Gas SpA, Eni International BV e Polimeri Europa SpA quali società controllate aventi rilevanza strategica, ai fini dell'approvazione delle operazioni di cui al punto 12 dei menzionati poteri.

Nella riunione del 18 gennaio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato l'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo.

Nella riunione dell'11 marzo 2010 il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato, efficace e effettivamente funzionante il complessivo sistema di controllo interno di Eni. Nella stessa riunione, il Consiglio ha altresì verificato, ai sensi dell'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, il rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari e ha altresì valutato come adeguati i poteri e i mezzi allo stesso attribuiti per l'esercizio dei suoi compiti.

Nella riunione del 12 febbraio 2009, il Consiglio, con il parere del Comitato per il controllo interno, ha approvato le Linee Guida sulle operazioni con interessi degli amministratori (e dei sindaci) e con parti correlate³⁶.

(36) Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

Nella riunione del 25 febbraio 2010, il Consiglio ha provveduto all'autovalutazione relativa alla propria composizione e al suo funzionamento³⁷.

Riunioni e funzionamento

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 10 settembre 2009, ha approvato un nuovo regolamento sulle modalità di convocazione e svolgimento delle proprie riunioni. In particolare, il Consiglio è convocato dal Presidente che, di concerto con l'Amministratore Delegato, definisce l'ordine del giorno e lo invia agli amministratori, ai sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo finanziario di Eni, almeno cinque giorni prima di quello fissato per la riunione. Nei casi di necessità e urgenza, l'avviso di convocazione è inviato almeno 12 ore prima dell'ora fissata per la riunione. Lo statuto consente che le riunioni consiliari si tengano per video o teleconferenza, e tali modalità sono specificamente disciplinate nel regolamento.

Di norma, contestualmente all'avviso di convocazione e comunque non oltre i tre giorni precedenti la data della riunione, è messa a disposizione degli amministratori, dei sindaci effettivi e del Magistrato della Corte dei conti la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno, con l'eccezione delle informazioni *price-sensitive* che non sono oggetto di preventiva comunicazione. Alle riunioni consiliari sono invitati, di regola, i *manager* della Società e delle sue controllate, per fornire informazioni sulle specifiche materie all'ordine del giorno. Sono inoltre fornite specifiche informative sui singoli settori in cui si articola l'operatività della Società e del Gruppo.

In base a quanto previsto dall'art. 2391 del Codice Civile e dal Codice Eni, prima della trattazione di ciascun punto all'ordine del giorno della riunione consiliare, ciascun amministratore è tenuto a segnalare eventuali interessi, per conto proprio o di terzi, di cui sia portatore in relazione alle materie o questioni da trattare, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata. Le operazioni in cui un amministratore o un sindaco ha un interesse o è parte correlata sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate il 12 febbraio 2009 dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno.

Nel corso del 2009, il Consiglio di Amministrazione si è riunito 17 volte con una durata media di 3 ore e 17 minuti circa. Nel 2009, ha partecipato alle riunioni consiliari in media il 98,7% degli amministratori e, in particolare, il 98,3% degli amministratori indipendenti. Nell'esercizio in corso, alla data 11 marzo 2010, si sono tenute 5 riunioni, inclusa

quella tenutasi in pari data. Entro la fine dell'esercizio sono previste altre 12 riunioni.

È data preventiva notizia al pubblico, usualmente entro la chiusura dell'esercizio, delle date delle riunioni del Consiglio di Amministrazione per l'esame del preconsuntivo, del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali previste dalla normativa vigente, nonché per la determinazione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio e la formulazione all'Assemblea della proposta del dividendo a saldo, corredate delle relative date di messa in pagamento e di stacco cedola. Il calendario finanziario è disponibile sul sito internet di Eni³⁸.

Il Codice Eni rimette agli amministratori indipendenti la facoltà di riunirsi in assenza degli altri amministratori per la discussione di temi giudicati di interesse per il funzionamento del Consiglio di Amministrazione. Tale espressa previsione di convocarsi autonomamente è stata richiesta dagli amministratori indipendenti stessi, per una maggiore flessibilità, in relazione alle effettive esigenze. Nel corso del 2009 gli amministratori indipendenti, tenuto conto della frequenza delle riunioni consiliari, hanno avuto numerose occasioni di incontro, riunendosi anche informalmente, per scambi di riflessioni e confronti.

Nelle tabelle allegate alla presente Relazione è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei comitati di appartenenza.

Autovalutazione

In linea con le *best practice* internazionali e come previsto dal Codice Eni, conformemente alle previsioni del Codice di Borsa, il Consiglio ha dato corso, per il quarto anno consecutivo, al programma di autovalutazione (cd. *board review*) del Consiglio e dei comitati consiliari.

Il Consiglio di Amministrazione ha effettuato la valutazione avvalendosi – come disposto dal Codice Eni, al fine di assicurare la massima oggettività al processo – dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, la società Spencer Stuart, incaricata all'esito di una formale procedura di gara.

Il lavoro di Spencer Stuart ha riguardato: (i) la dimensione, la composizione, il livello di funzionamento e di efficienza del Consiglio e dei Comitati; (ii) l'identificazione degli elementi che possono impedire o migliorare la funzionalità e l'efficienza del Consiglio stesso; (iii) l'efficacia delle azioni migliorative intraprese a seguito della precedente *board review* e la verifica del livello di soddisfazione degli amministratori sulla loro realizzazione; (iv) il confronto delle procedure e delle prassi adottate dal Consiglio di

(37) Per maggiori dettagli, si rinvia al paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

(38) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/investor-relations/calendario-finanziario/calendario-finanziario.shtml.

Eni con le *best practices* utilizzate dalle principali società italiane ed estere.

La *board review* si è basata su un questionario predisposto dal consulente e su approfondite interviste individuali svolte dal consulente con i singoli Consiglieri. I risultati sono stati presentati al Consiglio, che li ha discussi nella riunione del 25 febbraio 2010.

Il Consiglio ha innanzitutto confermato alcune aree di eccellenza quali: (i) l'appropriata dimensione dell'organo consiliare e la costante partecipazione dei Consiglieri alle riunioni; (ii) la trasparenza dell'esposizione degli argomenti in Consiglio e la disponibilità della dirigenza a fornire in Consiglio tutti gli approfondimenti richiesti; (iii) il soddisfacente livello nella quantità e qualità delle informazioni fornite, anche nel periodo intercorrente tra una riunione e l'altra del Consiglio, e il puntuale aggiornamento ricevuto sull'evoluzione normativa e regolamentare; (iv) l'accurata verbalizzazione delle riunioni e delle decisioni consiliari; (v) il proficuo e accurato lavoro svolto dai comitati, con particolare riguardo al Comitato per il controllo interno e all'*Oil-Gas Energy Committee*.

I Consiglieri hanno altresì convenuto di procedere, in un'apposita riunione, ad un'analisi approfondita dei risultati della *board review* e del confronto con le *best practice*, in particolare al fine di individuare le modalità più opportune per: (i) consentire al Consiglio di focalizzare la propria attenzione sui temi più strategici e di indirizzo e (ii) valorizzare il contributo degli amministratori non esecutivi.

Formazione del Consiglio di Amministrazione

In linea con le previsioni del Codice Eni sull'efficace e consapevole svolgimento del proprio ruolo da parte di ciascun amministratore, Eni ha predisposto, per il Consiglio in carica, subito dopo la relativa nomina, un piano di formazione (cd. "*board induction*") che permettesse ai nuovi amministratori di acquisire una puntuale conoscenza dell'attività e dell'organizzazione della Società, del settore di riferimento e del ruolo da svolgere in relazione alle specificità di Eni. Il programma, che ha coinvolto anche i nuovi membri del Collegio Sindacale, ed al quale sono stati comunque invitati a prender parte anche gli altri componenti dei due organi, ha avuto inizio il 30 giugno 2008 e si è svolto attraverso l'articolazione di un ciclo di incontri dedicati all'approfondimento delle tematiche individuate, attraverso il coinvolgimento del *top management* aziendale e la partecipazione di relatori esterni di riconosciuta professionalità. Gli incontri hanno riguardato: (i) responsabilità, obblighi, poteri, composizione e

funzionamento del Consiglio di Amministrazione; (ii) il mercato ed il settore di riferimento; (iii) l'organizzazione; (iv) il *business* del Gruppo; (v) la gestione aziendale; (vi) la Sostenibilità e l'etica della gestione d'impresa; (vii) l'innovazione tecnologica.

Nel 2009 sono stati inoltre effettuati approfondimenti su tematiche di *business* ancora oggi in corso. In tale contesto è, ad esempio, previsto che le riunioni consiliari si possano tenere in luoghi diversi dalle sedi sociali, anche all'estero, al fine di accrescere la conoscenza dell'operatività aziendale.

Relazione sui Compensi

Criteri Generali

Il Sistema di Remunerazione Eni ha lo scopo di rafforzare valori, capacità e comportamenti coerenti con la cultura e la strategia dell'azienda attraverso il riconoscimento delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti, della qualità dell'apporto professionale e delle potenzialità di sviluppo della risorsa, nell'ambito dei riferimenti dei mercati retributivi internazionali di riferimento.

Nella politica generale di remunerazione Eni assumono particolare rilevanza i sistemi di incentivazione variabile collegati al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del *business* ed operativi definiti in ottica di sostenibilità dei risultati e di creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte temporale di medio/lungo periodo, in coerenza con il Piano strategico di Eni.

Completano il sistema di remunerazione i *benefit* consistenti nell'offerta di beni e servizi di natura prevalentemente previdenziale e assistenziale.

Regole di governance

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea. La remunerazione degli amministratori investiti di particolari deleghe (Presidente e Amministratore Delegato), è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il parere del Collegio Sindacale.

I criteri generali della remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche³⁹ sono approvati dal Consiglio di Amministrazione, sulla base delle proposte del *Compensation Committee* che ha esaminato le indicazioni dell'Amministratore Delegato.

Struttura retributiva

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2005, il compenso annuo spettante al Presidente (265.000 euro) e agli Amministratori (115.000 euro) e il compenso variabi-

(39) Dirigenti che insieme all'Amministratore e ai Direttori Generali delle Divisioni sono componenti permanenti del Comitato di Direzione Eni e i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato.

le determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Il compenso variabile è corrisposto al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli Amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto della graduatoria; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Il 25 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che Eni, nel 2008, si è collocata al quarto posto.

L'11 giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2006, un compenso agli amministratori per la loro partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. Per i Presidenti dei Comitati il compenso annuo è di 30.000 euro, per gli altri componenti il compenso annuo è di 20.000 euro; nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di Presidente di Comitato è di 27.000 euro e il compenso annuo in qualità di altro componente è di 18.000 euro.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha, infine, confermato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci già autorizzata dall'Assemblea del 25 maggio 2006.

La struttura della remunerazione del Presidente, in relazione alle deleghe conferite, è costituita da una componente fissa e una componente variabile connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali stabiliti per l'esercizio precedente.

La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale è costituita da una componente fissa, in relazione alle deleghe conferite, da una componente variabile annuale connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali (economico-finanziari, operativi e strategici) stabiliti per l'esercizio precedente e da una componente variabile di lungo termine articolata in due piani distinti aventi differenti condizioni di *performance* aziendale, definite in un orizzonte temporale triennale e misurate sia in termini assoluti sia in termini relativi rispetto ad un *peer group* di settore.

La struttura della remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche e delle altre risorse manageriali è composta da una retribuzione fissa, determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, con riferimento ai livelli adottati per posizioni equivalenti nel mercato delle grandi imprese nazionali e internazionali (settori *oil*, industria e servizi) e con adeguamenti annuali stabiliti per merito (continuità della *performance* individuale) o per promozione (progressione di ruolo/responsabilità),

da una retribuzione variabile annuale connessa al raggiungimento di specifici obiettivi economici, finanziari e operativi e da una retribuzione variabile di lungo termine, collegata a condizioni di *performance* aziendali misurate in un orizzonte temporale triennale.

Nell'anno 2009 la remunerazione variabile annuale del Presidente e dell'Amministratore Delegato è stata determinata con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2008 approvati dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del *Compensation Committee*, definiti in coerenza con il Piano strategico e il *budget* annuale in termini di EBITDA *adjusted*, *Performance Operativa* delle Divisioni, Riduzione costi aziendali e Mantenimento del posizionamento negli indici di sostenibilità. I risultati aziendali, valutati a scenario costante, sono stati verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione, e hanno condotto alla determinazione di un punteggio di *performance* pari a 120 nella scala di misurazione 85 (minimo) - 130 (massimo), utilizzato ai fini della determinazione della remunerazione variabile da erogare.

Il 25 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'eliminazione, per l'anno 2009, del Piano di *stock option* Eni e il mantenimento del Piano di incentivazione monetario differito per il triennio 2009-2011. Tale Piano, rivolto a tutte le risorse manageriali e focalizzato sulla crescita del *business* e sull'efficienza operativa, prevede l'attribuzione di un incentivo che potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. *budget*, a scenario costante) definiti per il triennio di riferimento.

Come strumento di incentivazione alternativo al Piano di *stock option*, il *Compensation Committee* ha definito un nuovo Piano di incentivazione di lungo termine per le risorse manageriali critiche che sarà sottoposto all'approvazione del Consiglio di Amministrazione nel 2010. Un piano analogo è stato approvato nel 2009 a favore dell'Amministratore Delegato; tale piano prevede l'attribuzione di un incentivo che potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa alla variazione del parametro utile netto *adjusted + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A)* misurata nel triennio 2009-2011 in termini relativi rispetto alle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Nel corso del 2009 è giunto a compimento il periodo di maturazione (*vesting*) del Piano di incentivazione di lungo termine attribuito nel 2006, costituito da un Piano di incentivazione monetario differito, rivolto alle risorse manageriali, e da un Piano di *stock option*, rivolto solo alle risorse manageriali che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico. Sulla base dei risultati conseguiti nel periodo

2006-2008, verificati dal *Compensation Committee*, il Consiglio di Amministrazione del 25 marzo 2009 ha determinato: (i) con riferimento al Piano di incentivazione monetario differito il moltiplicatore del 143% da applicare all'importo promesso nel 2006, calcolato in funzione della *performance* realizzata in termini di EBITDA Eni; (ii) con riferimento al Piano di *stock option* la percentuale del 47% di opzioni esercitabili da applicare al numero di opzioni

assegnate nel 2006, calcolata in funzione della *performance* conseguita in termini di TSR relativo Eni.

L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale, ha partecipato ad entrambi i Piani.

Nell'anno 2009, la struttura della remunerazione del Presidente, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei Direttori Generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, è risultata la seguente:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore	Direttori Generali di Divisione	Altri dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	66%	22%	46%	50%
Remunerazione variabile (connessa a risultati)	34%	27%	32%	31%
Incentivazione di lungo termine (connessa a risultati) ^(a)		51%	22%	19%
Totale	100%	100%	100%	100%

(a) Valorizzazione dell'incentivo monetario differito (attualizzato) nell'ipotesi dei risultati *target*.

In applicazione alle disposizioni Consob, nel capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio di Eni SpA, sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai Direttori Generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (ii) l'incentivazione di lungo termine attribuita agli Amministratori, ai Direttori Generali e ai dirigenti con Responsabilità Strategiche; (iii) le partecipazioni detenute in Eni e nelle società controllate dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai Direttori Generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche; (iv) le indennità di fine rapporto degli amministratori⁴⁰.

Comitati del Consiglio⁴¹

Il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati, due dei quali previsti dal Codice di Autodisciplina, con funzioni consultive e propositive: a) il Comitato per il controllo interno, b) il *Compensation Committee* e c) l'*Oil-Gas Energy Committee*. La composizione, i compiti ed il funzionamento dei comitati sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni.

I comitati previsti dal Codice (Comitato per il controllo interno e *Compensation Committee*) sono composti da non meno di tre membri e comunque in numero inferiore alla maggioranza dei membri del Consiglio. Tutti i comitati devono essere composti da amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati hanno la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni

aziendali necessarie per lo svolgimento dei loro compiti, dispongono di risorse finanziarie adeguate e della facoltà di avvalersi di consulenti esterni nei termini stabiliti dal Consiglio di Amministrazione. Alle riunioni dei comitati possono partecipare anche soggetti che non ne siano membri, su espresso invito e con riferimento a singoli punti dell'ordine del giorno. Ai lavori del Comitato per il controllo interno partecipa il Presidente del Collegio Sindacale o un Sindaco effettivo da lui designato. Le riunioni dei comitati sono verbalizzate a cura dei rispettivi Segretari.

Nella riunione del giorno 11 giugno 2008 sono stati nominati componenti dei comitati i seguenti amministratori non esecutivi, tutti indipendenti:

- Comitato per il controllo interno: Marco Reboa (Presidente), Francesco Taranto, Pierluigi Scibetta e Paolo Marchioni;
- *Compensation Committee*: Mario Resca (Presidente), Francesco Taranto, Alberto Clô e Paolo Andrea Colombo;
- *Oil-Gas Energy Committee* (OGEC): Alberto Clô (Presidente), Marco Reboa, Mario Resca, Paolo Andrea Colombo e Pierluigi Scibetta.

Il Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede che il Consiglio di Amministrazione valuti se costituire un Comitato per le nomine soprattutto nei casi in cui il Consiglio stesso rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa. Il Comitato non è mai stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della Società, nonché della circostanza che, ai sensi di legge e statuto, gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti.

(40) Informazione resa anche ai sensi dell'art. 123-bis, primo comma lettera i), del Testo Unico della Finanza.

(41) Informazione resa ai sensi dell'art. 123-bis, secondo comma, lettera d) del Testo Unico della Finanza.

I regolamenti dei tre Comitati sono disponibili sul sito *internet* di Eni.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato, nel corso del 2009, si è riunito 20 volte, con la partecipazione media di circa il 94% dei suoi componenti⁴².

La composizione, la nomina e le modalità di funzionamento, i compiti, i poteri e i mezzi del Comitato sono disciplinati da un apposito regolamento di cui il Consiglio di Amministrazione, a fine dicembre 2009, ha approvato una nuova versione al fine di aggiornarne i contenuti rispetto a quanto previsto in altri documenti aziendali successivi alla sua precedente formulazione, risalente al marzo 2007.

Di seguito una sintesi dei principali argomenti esaminati nel corso dell'anno:

- (i) il consuntivo 2008 delle attività dell'Internal Audit Eni, il Piano Integrato di *Audit* 2009 e il *Budget* 2009 dell'Internal Audit di Eni, nonché i relativi stati di avanzamento periodici;
- (ii) il consuntivo delle attività del 2008 e il piano per il 2009 delle Funzioni Internal Audit delle controllate Saipem e Snam Rete Gas;
- (iii) le risultanze degli interventi di *audit* programmati e non programmati emessi dall'Internal Audit di Eni, nonché gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione delle azioni correttive programmate dalle linee operative per il superamento dei rilievi riscontrati in corso di *audit*, con approfondimenti su alcune tematiche specifiche;
- (iv) le risultanze di verifiche svolte dall'Internal Audit di Eni a fronte di specifiche richieste degli organi di controllo;
- (v) i *report* periodici sulle segnalazioni, anche anonime, ricevute dall'Eni e dalle società controllate;
- (vi) la relazione del Preposto al controllo interno sul sistema di controllo interno di Eni;
- (vii) le Linee Guida adottate da Eni in materia di operazioni con interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate;
- (viii) l'informativa periodica sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA, anche in relazione alle funzioni di Garante del Codice Etico, incontrando a tal fine anche i componenti dell'Organismo stesso, come previsto dal Modello 231 di Eni;
- (ix) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in

via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti;

- (x) le informative in merito agli sviluppi di alcuni contenziosi ritenuti di particolare interesse, in particolare per quanto concerne l'esame dell'adeguatezza della documentazione a supporto delle valutazioni ai fini della determinazione delle potenziali passività eventualmente connesse a tali procedimenti e della redazione del testo delle relative disclosure al mercato nell'ambito del processo di predisposizione della relazione finanziaria annuale e semestrale;
- (xi) le Relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'assetto amministrativo e contabile di Eni al 31 dicembre 2008 e al 30 giugno 2009, verificando l'adeguatezza dei poteri e mezzi a disposizione del *Chief Financial Officer* in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari. In tale ambito l'esame è stato focalizzato sulle principali modifiche organizzative intervenute alla fine del secondo semestre 2009 nell'area del CFO, in particolare per quanto concerne le attività amministrative;
- (xii) le relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno dell'informativa finanziaria societaria al 31 dicembre 2008 e al 30 giugno 2009 e l'aggiornamento al 30 novembre 2009;
- (xiii) le connotazioni essenziali dei bilanci di esercizio e consolidati al 31 dicembre 2008, incontrando a tal fine i massimi livelli delle funzioni amministrative di Eni e delle principali società controllate e di quelle soggette alla disciplina del cd. "*unbundling*", nonché i Presidenti o altri componenti del Collegio Sindacale di ciascuna società e i *partner* della società di revisione incaricata di esprimere il giudizio sui singoli bilanci; la rappresentazione nel bilancio di specifiche operazioni e/o partecipazioni; la bozza di relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2009 con particolare riferimento all'applicazione del principio contabile internazionale IAS 36 agli *asset* dei principali settori di attività Eni; le relazioni della società di revisione sulla relazione finanziaria annuale 2008 e sulla relazione finanziaria semestrale 2009;
- (xiv) gli aspetti principali dell'*Annual Report on Form 20-F* 2008 e le novità connesse all'applicazione dell'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (IFRIC) 12, l'informativa sullo stato di

(42) Per un maggiore dettaglio dei compiti del Comitato per il controllo interno, si veda il paragrafo "Sistema di controllo interno" della Relazione.

- attuazione delle attività SOA e l'aggiornamento sul Programma Antifrode 2009;
- (xv) la bozza di relazione degli Amministratori ai sensi dell'art. 2433-*bis* c.c. sull'acconto dividendo dell'esercizio 2009;
- (xvi) il capitolo sul sistema di controllo interno da inserire nella Relazione sul governo societario del bilancio 2008;
- (xvii) il rapporto sulle relazioni delle società di revisione sui bilanci dell'esercizio 2008, l'approccio e la strategia di revisione per gli anni 2008 e 2009 e la comunicazione della società di revisione sugli esiti dell'attività di revisione contabile sui controlli interni che sovrintendono al processo di redazione del bilancio consolidato di Eni per l'anno 2008 ai sensi della sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act*;
- (xviii) l'informativa sulla gara realizzata nel secondo semestre 2009 per l'assegnazione dell'incarico di revisione contabile del bilancio e di revisione del sistema dei controlli interni ai sensi del *Sarbanes Oxley Act* del Gruppo Eni per il novennio 2010 – 2018;
- (xix) il modello organizzativo e di controllo adottato da Eni per garantire gli adempimenti stabiliti dalla Delibera VIS n. 109/08 dell'11 dicembre 2008 dell'AEEG, in tema di divieto di traslazione nei prezzi dell'onere previsto dall'art. 81 del D.L. 25/06/08 n. 112⁴³ ("Modello di Controllo Prezzi al Consumo");
- (xx) le principali connotazioni del modello organizzativo aziendale in materia di Salute, Sicurezza e Ambiente;
- (xxi) l'aggiornamento delle Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari;
- (xxii) gli esiti del "Programma Attuazione *Unbundling*" avviato nel 2007, con particolare riferimento agli interventi organizzativi realizzati e agli adempimenti necessari per il rispetto dell'evoluzione normativa comunitaria e nazionale in materia;
- (xxiii) gli elementi caratterizzanti l'attuale sistema normativo di Eni e lo stato dell'arte delle iniziative di miglioramento avviate dalla Società a metà 2009 per razionalizzarne l'architettura e le modalità di gestione in un'ottica di semplificazione e maggiore fruibilità, salvaguardandone la relativa efficacia;
- (xxiv) le principali attività svolte dal gruppo di lavoro dedicato alla tematica dei "Sistemi di Misurazione Gas";
- (xxv) le principali connotazioni delle attività di *Security* in Eni, con particolare riferimento all'organizzazione,

alle modalità ed ai costi di funzionamento della struttura aziendale dedicata;

- (xxvi) il *report* periodico sulle azioni disciplinari per comportamenti illeciti dei dipendenti predisposto dalle competenti strutture della funzione Risorse Umane e Organizzazione ai sensi delle normative aziendali;
- (xxvii) le principali caratteristiche dei processi di funzionamento ICT e le principali iniziative in corso finalizzate al rafforzamento della sicurezza dei sistemi informativi e alla prevenzione dei delitti informatici e del trattamento illecito dei dati ai sensi del D. Lgs. 231/01.

Compensation Committee

Il Comitato, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) Piani di incentivazione annuale e di lungo termine; (ii) criteri generali per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) obiettivi e risultati dei Piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Committee*, nel corso del 2009, si è riunito 13 volte, con la partecipazione del 96% dei suoi componenti e in particolare ha formulato al Consiglio le proposte riguardanti: (i) i risultati Eni 2008 e gli obiettivi Eni 2009 ai fini dei Piani di incentivazione annuale e di lungo termine; (ii) la remunerazione variabile del Presidente, dell'Amministratore Delegato e degli Amministratori sulla base dei risultati dell'anno 2008; (iii) i criteri della politica retributiva dei dirigenti con responsabilità strategica; (iv) la definizione del Piano di incentivazione di lungo termine 2009 di tipo monetario per l'Amministratore Delegato, in sostituzione e a compensazione del Piano di *stock option* Eni; (v) la definizione del Piano di incentivazione di lungo termine 2010, sostitutivo del Piano di *stock option*, per le risorse manageriali critiche; (vi) la definizione del Piano di incentivazione monetario differito 2009-2011 per le risorse manageriali; (vii) l'attuazione 2009 del Piano di incentivazione monetario differito e la relativa attribuzione in favore dell'Amministratore Delegato.

La composizione, la nomina e le modalità di funzionamento, i compiti, i poteri e i mezzi del Comitato sono disciplinati da un apposito regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione⁴⁴.

(43) Convertito in Legge 6 agosto 2008, n.133.

(44) http://www.eni.com/it_IT/governance/comitati/comitati.shtml.

Oil-Gas Energy Committee

L'*Oil-Gas Energy Committee* (OGEC) è stato costituito dal Consiglio di Amministrazione con il compito di monitorare l'evoluzione e gli scenari dei mercati energetici internazionali e di analizzare le dinamiche del contesto competitivo. L'OGEC ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione, specie in relazione alla elaborazione dei Piani Strategici di Eni e alla verifica della coerenza delle linee di azione adottate nei Piani pluriennali.

L'OGEC si è riunito 10 volte nel corso 2009, con una presenza dell'80% dei cinque Consiglieri di cui è composto. Agli incontri hanno spesso partecipato anche il Presidente e altri Consiglieri.

Nei primi incontri dell'anno il Comitato si è riunito con l'intento di monitorare gli effetti indotti dalla crisi economica e finanziaria sul mercato energetico mondiale e nazionale, al fine di consentire al Consiglio di Amministrazione la valutazione dei possibili impatti su Eni e la definizione di adeguate e tempestive contromisure.

L'OGEC ha dedicato ampio spazio all'esame dello scenario dei prezzi del petrolio e del gas naturale, importante riferimento per la pianificazione strategica aziendale e la valutazione degli investimenti. Particolare rilievo ha assunto l'analisi dei meccanismi di formazione dei prezzi del petrolio e dei mercati finanziari a esso riferiti.

Nel corso dell'anno, l'OGEC ha avviato la riflessione sulle sfide fondamentali oggetto del *Master Plan* Strategico, che possono avere un impatto molto rilevante sull'evoluzione dei mercati e dunque sui *business* di Eni. Anche in tale ottica, sono state dedicate due riunioni all'evoluzione del mercato del gas in Europa, caratterizzato da forti incertezze sull'andamento della domanda e dell'offerta.

La composizione, la nomina e le modalità di funzionamento, i compiti, i poteri e i mezzi del Comitato sono disciplinati da un apposito regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione⁴⁵.

Direttori Generali delle Divisioni

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, il Consiglio di Amministrazione può nominare uno o più Direttori Generali⁴⁶ (*Chief Operating Officer*), definendone i relativi poteri, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, previo accertamento del possesso dei requisiti di onorabilità normativamente prescritti. Il Consiglio valuta periodicamente l'onorabilità dei Direttori Generali sulla base di dichiarazioni effettuate dai Direttori stessi; il difetto dei requisiti determina la decadenza dalla carica.

I Direttori Generali devono altresì rispettare quanto stabi-

lito dal Consiglio di Amministrazione in ordine al cumulo degli incarichi, con riferimento alla disciplina prevista per l'Amministratore Delegato.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni:

- **Claudio Descalzi**, Direttore Generale della Divisione Exploration & Production;
- **Domenico Dispenza**, Direttore Generale della Divisione Gas & Power;
- **Angelo Caridi**, Direttore Generale della Divisione Refining & Marketing.

Nella riunione dell'11 febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso dei requisiti di onorabilità e ha altresì verificato che i Direttori Generali rispettano i limiti al cumulo degli incarichi stabiliti.

Il Collegio Sindacale⁴⁷

Compiti

Il Collegio Sindacale, ai sensi del Testo Unico della Finanza, vigila: (i) sull'osservanza della legge e dello statuto; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iii) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Borsa cui la Società si attiene; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate per garantire il corretto adempimento degli obblighi informativi previsti dalla legge.

Ai sensi del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione contabile e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore. Ai sensi del Codice Eni, il Collegio vigila altresì sull'indipendenza della società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente e tramite società appartenenti alla sua rete. L'esito dell'attività di vigilanza svolta è riportato nella Relazione predisposta ai sensi dell'art. 153 del Testo Unico della Finanza ed allegata alla documentazione di bilancio.

Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla *Stock Exchange Commission* (SEC) agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'or-

(45) http://www.eni.com/it_IT/governance/comitati/comitati.shtml.

(46) Per maggiori dettagli, si rinvia alla pagina del sito internet contenente anche l'organigramma aziendale: http://www.eni.com/it_IT/azienda/organigramma/organigramma.shtml.

(47) Informazione resa ai sensi dell'art. 123-bis, secondo comma, lettera d) del Testo Unico della Finanza.

gano che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa SEC. Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il regolamento sullo svolgimento delle funzioni ad esso attribuite ai sensi della citata normativa statunitense⁴⁸; il testo del regolamento è disponibile sul sito internet di Eni⁴⁹.

Composizione e nomina

Secondo le previsioni del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale si compone di un numero di membri effettivi non inferiore a tre e di supplenti non inferiore a due.

Lo statuto della Società prevede che il Collegio sia costituito da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato.

Analogamente a quanto previsto per il Consiglio di Amministrazione e conformemente alle disposizioni applicabili, lo statuto prevede che i sindaci siano nominati mediante voto di lista in cui i candidati sono elencati in numero progressivo; due sindaci effettivi e uno supplente sono scelti tra i candidati degli azionisti di minoranza.

In particolare, hanno diritto di presentare liste gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie.

Eni applica le norme speciali previste dalla Legge n. 474/1994 con riferimento alla modalità e ai tempi di presentazione e deposito delle liste, parzialmente differenti da quanto prescritto dal Regolamento Emittenti Consob. Eni, tuttavia, al fine di favorire la massima trasparenza al processo di elezione, ha fatto proprie quelle disposizioni dettate da Consob non presenti nella norma speciale, applicandole volontariamente e prevedendolo espressamente in statuto (art. 28).

Le liste sono corredate dalle informazioni relative al socio o ai soci che presentano la lista, dalle dichiarazioni, rese da ciascun candidato, attestanti il possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza normativamente prescritti, nonché dal relativo *curriculum* personale e professionale.

Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione e sono pubblicate su tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito internet della Società.

La procedura di nomina avviene secondo le modalità già descritte con riferimento al Consiglio di Amministrazione.

La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale. In caso di sostituzione di un sindaco tratto dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, subentra il sindaco supplente tratto dalla stessa lista; in caso di sostituzione di un sindaco tratto dalle altre liste, subentra il sindaco supplente tratto da tali liste.

Ai sensi dell'art. 28.2 dello statuto, conformemente alle prescrizioni del Testo Unico della Finanza, l'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei candidati eletti tratti dalle liste diverse da quella che ha ottenuto la maggioranza dei voti.

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha nominato sindaci, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010: Ugo Marinelli, Presidente, Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva, sindaci effettivi, Francesco Bilotti e Pietro Alberico Mazzola, sindaci supplenti. L'Assemblea ha determinato altresì il compenso lordo annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento della funzione di sindaco.

Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Francesco Bilotti sono stati eletti dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, titolare del 20,30% del capitale sociale.

Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Pietro Alberico Mazzola sono stati eletti dalla lista presentata da investitori istituzionali, titolari dell'1,10% del capitale sociale.

Si forniscono di seguito alcune informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei Sindaci effettivi.

UGO MARINELLI

Nato nel 1941. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università Luiss di Roma. È Docente di Revisione Aziendale presso la Facoltà di Economia "Federico Caffè" della Università degli Studi di Roma Tre. È Dottore Com-

(48) Il Regolamento è stato modificato il 30 marzo 2007 per tenere conto delle innovazioni introdotte dal D. Lgs. 303/06 all'art. 159, comma 1, del Testo Unico della Finanza e dal Codice Eni, nonché per adeguare i riferimenti alle variazioni organizzative intervenute rispetto al 15 giugno 2005, quando venne approvato il precedente regolamento.

(49) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/collegio-sindacale/collegio-sindacale.shtml.

mercantile e Revisore Contabile. Ha svolto la sua carriera professionale (dal 1965 al 2000) con la Arthur Andersen, ricoprendo incarichi di crescente responsabilità a livello nazionale ed internazionale. Esperto di principi contabili internazionali; è stato componente dell'EFRAG – *European Financial Reporting Advisory Group* –, organismo tecnico consultivo della Commissione Europea per l'omologazione (“endorsement”) dei principi contabili internazionali emanati dallo IASB – *International Accounting Standards Board*. Svolge attività professionale di consulenza aziendale nel campo dei sistemi di gestione dei rischi e di controllo interno. Ricopre ed ha ricoperto incarichi presso diverse società. Attualmente è Presidente del Collegio Sindacale di AD Moving SpA, di Società Energie Rinnovabili SpA e della controllata Società Energie Rinnovabili 1 SpA. È Presidente del Collegio dei Revisori di Civita ed è Consigliere di Amministrazione di Fingold SpA. Dal giugno 2008 è Sindaco effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di Eni.

ROBERTO FERRANTI

Nato nel 1947. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università degli Studi “La Sapienza” di Roma. È revisore contabile. Nel 1987 assume la funzione di Direttore della Divisione VI dell'Ispettorato Generale del Bilancio – Ragioneria Generale dello Stato – e nel 1992 quelle di Direttore della divisione II dell'Ispettorato Generale del Bilancio. Nel 1994 è reggente dell'ufficio Finanza Pubblica presso l'Ispettorato Generale del Bilancio e dal 1997 assume l'incarico di Direttore dell'Ufficio di Finanza Pubblica. Ha fatto parte di gruppi di lavoro per la elaborazione di alcune sezioni della relazione Generale sulla Situazione economica del Paese, per la revisione del conto riassuntivo del Tesoro. Ha espletato incarichi di docenza presso la Ragioneria Generale dello Stato. È stato Presidente del Collegio Sindacale di Equitalia Piacenza SpA e di Equitalia Spezia SpA e membro del Collegio Sindacale della SIMEST SpA. Attualmente ricopre le seguenti cariche: Presidente del Collegio dei Revisori dei Conti dell'Agenzia Nazionale Sicurezza Volo, Componente del Collegio dei Revisori dei conti della Federazione Italiana Nuoto; Presidente del Collegio dei Revisori dei conti del Registro Italiano Navale; Componente del Consiglio di amministrazione di Equitalia Cerit SpA di Firenze. Da luglio 2009 ricopre l'incarico di Ispettore Generale Capo dell'Ispettorato generale per la Contabilità e la Finanza pubblica. Dal giugno 2008 è Sindaco effettivo di Eni.

LUIGI MANDOLESÌ

Nato nel 1943. Dopo la Laurea in Economia e Commercio all'Università La Sapienza di Roma, diventa Dottore Commercialista e Esperto Contabile nel 1966 e Revisore Contabile nel 1995. Già Presidente del Collegio dei Ragionieri Commercialisti di Roma, Rieti e Velletri, ricopre la carica di

Vice Presidente dell'Ordine dei Dottori Commercialisti ed esperti contabili di Roma, Rieti, Tivoli e Velletri. È socio dello studio professionale “Studio Commercialisti Associati Luigi e Massimo Mandolesi”. È Presidente del Collegio Sindacale di Procter & Gamble Holding Srl, Finamca, Impreme, Albergo Centrale, Edev Italia e Edf in Italia; sindaco effettivo di Altec, Pietro Mezzaroma e Figli, Larimart e Fondazione Luca Pacioli e Consigliere di Amministrazione di Villa Margherita e Finconcordia. Dal giugno 2008 è Sindaco effettivo di Eni.

TIZIANO ONESTI

Nato nel 1960. È Dottore Commercialista e Revisore Contabile. È Professore ordinario di Economia Aziendale presso l'Università degli Studi di Roma Tre e insegna Contabilità e Bilancio presso la LUISS “Guido Carli” di Roma. È autore di numerose pubblicazioni su vari argomenti di ragioneria ed economia aziendale e svolge continuamente attività di ricerca e di alta formazione specializzata. Ricopre attualmente l'incarico di coordinatore scientifico del Master Interfacoltà sulle Amministrazioni Pubbliche MIFAP dell'Università degli Studi di Foggia ed è componente dei comitati scientifici ed editoriali di alcune primarie riviste nazionali. È consulente di alcune primarie imprese italiane e multinazionali, soprattutto in materia di valutazione di aziende e rami d'azienda, operazioni straordinarie, bilancio civilistico e IAS/IFRS, svolgendo altresì, per le materie di propria competenza, il ruolo di consulente tecnico di parte o di ufficio nell'ambito di procedimenti civili e penali. Ha svolto e svolge incarichi di consigliere d'amministrazione, di sindaco, di revisore dei conti e di liquidatore. È Presidente del Collegio Sindacale di AGI SpA, NewCo Rai International SpA; PM&Partners SpA SGR, Servizi Aerei SpA, nonché Presidente del Collegio dei revisori dell'Agenzia Autonoma per la gestione dell'Albo dei Segretari Comunali e Provinciali. È altresì sindaco effettivo di Euler Hermes Siac SpA e liquidatore di American Express Company SpA in liquidazione, È consigliere indipendente di Gruppo Editoriale L'Espresso SpA e del Fondo Pensione per il Personale della Banca di Roma. Da giugno 2008 è Sindaco Effettivo di Eni.

GIORGIO SILVA

Nato nel 1945. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano, è iscritto all'Albo dei Dottori Commercialisti di Busto Arsizio dal 4 luglio 1975 e all'Albo di Varese dal 3 maggio 1989. Revisore Ufficiale dei conti dal 1981, revisore contabile dal 1995 (D.M. 12/04/1995 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 31 bis del 21.4.1995). Responsabile amministrativo di importanti società industriali dal 1965 al 1973. Dirigente nel settore fiscale della società di revisione Peat Marwick & Mitchell (ora KPMG) di Milano dal 1973 al 1976. Nel 1977 entra nello Studio Legale Tributario L. Biscozzi – A. Fantozzi, attualmente Studio Legale e Tributario Biscozzi

Nobili di cui è socio fondatore. Ha ricoperto in società quotate le cariche di Amministratore in Gemina SpA dal 1996 al 3 maggio 1999, Presidente del Collegio Sindacale di Impregilo SpA dal 1999 al 2 maggio 2005 e ATC Trevisan Cometal SpA fino 7 maggio 2008. Le cariche attualmente ricoperte sono le seguenti: Presidente del Collegio Sindacale di: Kedrios SpA, TSP – Tecnologie e Servizi per il Pubblico Srl; Sindaco Effettivo della società quotata RCS Mediagroup SpA, Sindaco effettivo di: Alitalia Compagnia Aerea Italiana SpA, CAI Second SpA, Air One SpA, Air One Cityliner SpA, Air One Technic SpA, SIA – SSB SpA, Hewlett Packard Italiana Srl, Bolton Alimentari SpA (per completezza, si segnala il ruolo di Sindaco Supplente di Autogrill SpA, CAI First SpA, Nuova Sidap Srl, revisore della Fondazione Corriere della Sera, revisore della Fondazione Candido Cannavò per lo sport e revisore della Provincia di Varese). Relatore in convegni e autore di articoli e pubblicazioni in materia tributaria. È membro degli Organismi di Vigilanza ai fini del D. Lgs. 231/01 di RCS Mediagroup SpA e Luxottica SpA. Dal maggio 2005 è Sindaco effettivo di Eni.

Il curriculum personale e professionale dei sindaci è altresì disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione *Corporate Governance*.

Professionalità, onorabilità e indipendenza, cause di ineleggibilità, incompatibilità e decadenza

Come ribadito dal Codice Eni, i sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati. Ai sensi del Testo Unico della Finanza, i sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità stabiliti con regolamento del Ministro della Giustizia di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze⁵⁰.

Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello statuto precisa, come richiede il citato regolamento ministeriale, che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze (di almeno un triennio) professionali o di insegnamento nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza aziendale, ovvero anche attraverso l'esercizio (sempre per almeno un triennio) di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico. I sindaci in carica sono inoltre tutti iscritti nel registro dei revisori contabili.

I sindaci hanno effettuato per la prima volta, in occasione della nomina, le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previsti dalle norme ad essi applicabili ed il Consiglio di Amministrazione ha effettuato le verifiche ad esso rimesse

nella riunione del giorno 11 giugno 2008. Successivamente, in ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, volte ad assicurare il possesso da parte dei sindaci dei requisiti di indipendenza, anche in base ai criteri previsti dal Codice medesimo con riferimento agli amministratori, il Collegio Sindacale ha verificato, nelle riunioni del 21 gennaio 2009 e 18 gennaio 2010, che i suoi componenti posseggono tutti i citati requisiti (indipendenza, onorabilità e professionalità) ed il Consiglio di Amministrazione, rispettivamente, nelle riunioni del 26 febbraio 2009 e 11 febbraio 2010, ha effettuato le verifiche ad esso rimesse.

Ai sensi della normativa vigente, infine, non possono assumere la carica di componente dell'organo di controllo di un emittente coloro i quali ricoprono la medesima carica in cinque emittenti. Essi possono rivestire altri incarichi di amministrazione e di controllo in società di capitali italiane entro i limiti fissati dalla Consob in materia, con proprio regolamento. Per effetto di tale disciplina, efficace dal 30 giugno 2008, nel settembre 2008 è stata effettuata da ciascun sindaco effettivo la prima comunicazione a Consob sul rispetto dei citati limiti. Nel mese di luglio 2009, i sindaci effettivi hanno provveduto a fornire a Consob la comunicazione annuale⁵¹ sul numero degli incarichi da essi rivestiti e sul punteggio associato agli incarichi medesimi⁵².

Riunioni e funzionamento

Ai sindaci è fornita, contemporaneamente agli amministratori, la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno del Consiglio ed è resa informativa dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato, con periodicità almeno trimestrale e comunque in occasione delle riunioni del Consiglio stesso, sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle società controllate, ai sensi dell'art. 23.3 dello statuto.

In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, i sindaci danno notizia al Consiglio di Amministrazione e agli altri sindaci di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società. Le operazioni nelle quali i sindaci hanno un interesse o sono parti correlate sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi di amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno, il 12 febbraio 2009.

Il Collegio Sindacale può riunirsi anche per video o teleconferenza.

Il Collegio Sindacale nel corso del 2009 si è riunito 26 volte. La durata media delle riunioni è stata di 3 ore e 48 minuti

(50) "Regolamento recante norme per la fissazione dei requisiti di professionalità e onorabilità dei membri del Collegio Sindacale delle società quotate da emanare in base all'articolo 148 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58" emanato con decreto 30 marzo 2000, n. 162.

(51) In base a quanto previsto dall'art.144-*quaterdecies* del Regolamento Emittenti la dichiarazione si riferisce agli incarichi rivestiti alla data del 30 giugno di ogni anno, e la relativa comunicazione deve essere trasmessa a Consob entro i quindici giorni seguenti.

(52) Per un maggior dettaglio, si rinvia al curriculum e all'elenco degli incarichi rivestiti, allegato alla Relazione del Collegio Sindacale redatta ai sensi dell'art. 153 del Testo Unico della Finanza.

circa. Nel 2009, ha partecipato alle riunioni del Collegio in media il 91% dei sindaci e alle riunioni consiliari in media il 95% dei sindaci.

Nelle tabelle allegata alla presente Relazione è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco alle riunioni del Collegio Sindacale e del Consiglio di Amministrazione.

Sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno è l'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati⁵³. Un efficace sistema di controllo interno contribuisce a garantire la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, l'affidabilità dell'informazione finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti.

La struttura del sistema di controllo interno è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo⁵⁴, il *management* e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina e al *framework* di riferimento "COSO Report"⁵⁵.

Ogni specifica articolazione di tale sistema risulta integrata dalle previsioni del Codice Etico che individua, quali valori fondamentali, tra gli altri, la legittimità formale e sostanziale del comportamento dei componenti degli organi sociali e dei propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, la trasparenza contabile e la diffusione di una mentalità orientata all'esercizio del controllo.

Eni è consapevole che gli investitori fanno affidamento sulla piena osservanza, da parte degli organi sociali, del *management* e dei dipendenti tutti, del sistema di regole costituenti il sistema di controllo interno aziendale. In tale contesto Eni gestisce, attraverso un'apposita normativa interna e in applicazione di quanto previsto dal *Sarbanes-Oxley Act* la ricezione – attraverso canali informativi facilmente

accessibili – l'analisi e il trattamento delle segnalazioni ricevute da Eni e dalle società controllate, anche in forma confidenziale o anonima, relative a problematiche di controllo interno, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (cd. *whistleblowing*)⁵⁶.

Per Eni la cd. "cultura del rischio e del relativo controllo" contribuisce a caratterizzare e influenzare l'attitudine e le scelte del *management* nel perseguire gli obiettivi aziendali e nel rappresentarne i relativi risultati. Coerentemente Eni è da tempo impegnata a favorire lo sviluppo e la diffusione a tutto il personale aziendale della sensibilità per le tematiche di controllo interno.

Al fine di assicurare condizioni di sana e corretta gestione dell'attività d'impresa, in coerenza con le strategie e gli obiettivi prefissati, Eni sostiene un approccio preventivo alla gestione dei rischi e volto ad orientare le scelte e le attività del *management* in un'ottica di riduzione della probabilità di accadimento degli eventi negativi e del loro impatto. A tal fine, Eni adotta strategie di gestione dei rischi in funzione della loro natura e tipologia quali, principalmente, quelli di natura finanziaria, industriale, di *regulatory/compliance*, nonché alcuni rischi strategici ed operativi, quali il rischio paese nell'attività *oil&gas* e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. Le modalità con cui il *management* identifica, valuta, gestisce e monitora gli specifici rischi connessi alla gestione dei processi aziendali sono disciplinate dai diversi strumenti normativi, procedurali ed organizzativi contenuti nel sistema normativo aziendale che, essendo permeati dalla cultura del rischio, ne presidiano il contenimento. Con particolare riferimento ai rischi industriali⁵⁷ e ai rischi finanziari, nell'ambito dell'area del CFO sono stati strutturati specifici presidi ed emesse normative di riferimento che verranno periodicamente aggiornate per garantire una gestione organica e trasversale di tali tipologie di rischi. Inoltre, lo sviluppo di programmi di *risk assessment* su specifiche aree concorre a rafforzare ulteriormente la sensibilità del *management* sulla gestione dei rischi e contribuisce al miglioramento e all'efficacia dei processi decisionali.

(53) Uno schema e ulteriori informazioni sono presenti sul sito internet della Società, alla pagina web: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-controllo-interno/sistema-controllo-interno.shtml.

(54) Per maggiori informazioni circa le attività di vigilanza spettanti al Collegio Sindacale sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, anche in veste di *Audit Committee* ai sensi della normativa statunitense, si rinvia al paragrafo "Il Collegio Sindacale – Compiti" della presente Relazione, oltre al successivo paragrafo "Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa finanziaria".

(55) Cfr. COSO – *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (1992), *Internal Control. Integrated Framework* L'adozione da parte di Eni del COSO Report è richiamata in numerosi documenti, tra cui i principali sono il modello di organizzazione, gestione e controllo Eni ex D. Lgs. n. 231/01 approvato dal Consiglio di Amministrazione nelle riunioni del 15 dicembre 2003, del 28 gennaio 2004 e del 14 marzo 2008; il sistema di controllo Eni sull'informativa societaria – Norme e Metodologie – Il *Release* approvato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 20 giugno 2007, nonché nelle "practices" di riferimento predisposte dall'Internal Audit.

(56) Eni assicura la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede e sottopone gli esiti delle istruttorie al vertice aziendale e agli organi di controllo e di vigilanza preposti.

(57) Per "rischi industriali" si intendono quei rischi derivanti da eventi che, in caso di accadimento, creano danni al patrimonio aziendale (*property*) e/o a terzi nell'esercizio dell'attività (*casualty*) inclusi quelli che possono subire le persone coinvolte nel processo produttivo.

Nel corso del 2009, in linea con l'evoluzione del modello organizzativo aziendale e in coerenza con la missione e i valori della Società, Eni ha avviato iniziative volte a razionalizzare e integrare il proprio sistema normativo, anche in un'ottica di semplificazione e maggiore fruibilità dello stesso nel rispetto della sua efficacia complessiva. Iniziative analoghe sono state avviate anche sui processi ICT e sono oggetto di valutazione per la razionalizzazione e integrazione del sistema di gestione dei rischi.

Il sistema di controllo interno è sottoposto nel tempo a verifica ed aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività sociale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, anche in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari. Le principali novità intervenute nel 2009 si inquadrano in un naturale processo evolutivo volto al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema stesso. In particolare per rispondere all'evoluzione del quadro normativo di riferimento è stato aggiornato il Modello 231 per recepire le tipologie di reato di recente inserite nell'ambito di applicazione del D. Lgs. 231/01, come meglio descritto nel seguito, ed è stato adottato uno specifico Modello di Controllo per la prevenzione della traslazione sui prezzi al consumo dell'onere derivante dall'addizionale delle imposte sul reddito introdotta dal D.L. 112/2008 (Modello di Controllo Prezzi al Consumo).

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno, definendo le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo; in tale ambito definisce, esamina le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Nella definizione delle linee, il Consiglio applica la normativa di settore e tiene in adeguata considerazione i modelli di riferimento e le *best practice* nazionali e internazionali.

Il Consiglio infine, valuta annualmente, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel suo complesso rispetto alle caratteristiche di Eni. Nella riunione dell'11 marzo 2010, il Consiglio ha esaminato la Relazione 2009 del Comitato per il controllo interno (aggiornata alla data 10 marzo 2010) e le considerazioni

in essa riportate sullo stato del sistema di controllo interno Eni e, ad esito della disamina, il Consiglio, anche alla luce delle iniziative in corso, ha valutato il sistema di controllo interno complessivamente adeguato, efficace ed effettivamente funzionante.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, costituito in Eni nel 1994, ha funzioni consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di sistema di controllo interno. È composto esclusivamente da amministratori non esecutivi e indipendenti, in possesso di competenze funzionali allo svolgimento dei compiti che sono chiamati a svolgere⁵⁸ e riferisce al Consiglio sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale.

Le relazioni periodiche per il Consiglio di Amministrazione vengono elaborate dal Comitato tenendo conto di quanto rappresentato nelle rispettive relazioni periodiche dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, dal Preposto al controllo interno e dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA ed, in generale, sulla base delle evidenze acquisite nello svolgimento delle proprie funzioni, che sono:

- esaminare e valutare, unitamente al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e con la società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, preliminarmente all'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione;
- assistere il Consiglio nella definizione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno;
- esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore Delegato, su specifici aspetti del processo di identificazione dei principali rischi aziendali, nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- sovrintendere alle attività della Direzione Internal Audit e del Preposto al controllo interno; in tale ambito il Comitato esamina, tra l'altro: la proposta del Piano di *Audit* e le eventuali sue variazioni in corso di esercizio; il *budget* della Direzione; le relazioni periodiche e gli indicatori di *performance* sulle attività svolte;
- esaminare e valutare: (i) i rilievi che emergono dai rapporti di *audit* e le evidenze della correlata attività di monitoraggio delle azioni di miglioramento del sistema di controllo interno pianificate a valle delle verifiche

(58) Il Codice Eni prevede che siano almeno due – e non solo uno come previsto dal Codice di Autodisciplina di Borsa – i componenti del Comitato in possesso di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria, valutata dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina.

svolte; (ii) le evidenze desumibili dal *reporting* periodico sugli esiti delle attività di monitoraggio sullo stato del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, sulla sua adeguatezza ed effettiva applicazione, nonché l'adeguatezza dei poteri e mezzi assegnati al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari; (iii) le comunicazioni e le informazioni ricevute dal Collegio Sindacale e dai suoi componenti in merito al sistema di controllo interno, anche con riferimento agli esiti dell'attività di istruttoria curate dall'Internal Audit a fronte di segnalazioni ricevute anche in forma anonima (cd. *whistleblowing*); (iv) le evidenze desumibili dalle relazioni e dalle *management letter* emesse dalla società di revisione⁵⁹; (v) le relazioni periodiche dell'Organismo di Vigilanza, anche in qualità di Garante del Codice Etico; (vi) le evidenze desumibili dalle relazioni periodiche del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e di quelle del Preposto al controllo interno; (vii) le informative sul sistema di controllo interno relative alle strutture della Società anche nell'ambito di incontri periodici con il *management* e le informative sulle indagini ed esami svolti da terzi;

- svolgere specifiche ulteriori attività finalizzate all'espressione di analisi e pareri in merito alle materie di competenza, in base alle richieste di approfondimento formulate dal Consiglio ed in particolare esprimere un parere sulle regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse in proprio o per conto terzi, svolgendo gli ulteriori compiti ad esso assegnati in tale contesto, tra cui l'esame ed il rilascio di un proprio parere su determinate tipologie di operazioni.

Per il resoconto dettagliato delle attività svolte dal Comitato nel 2009 si rimanda allo specifico paragrafo della Relazione riportato in precedenza.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. A tal fine, cura l'identificazione dei principali rischi aziendali e, nel dare esecuzione alle linee di indirizzo in materia di sistema di controllo interno definite dal Consiglio, provvede alla relativa progettazione, realizzazione e gestione. All'Amministratore spetta inoltre il compito di verificare costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficienza e l'efficacia del sistema di controllo interno, curandone

l'adattamento all'operatività aziendale e alle norme vigenti. Con riferimento al sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, tali compiti sono svolti nel rispetto del ruolo attribuito dalla legge al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari: per maggiori approfondimenti si rinvia al relativo paragrafo.

Persone di Eni - Management

Come sancito nell'ambito del Codice Etico, la responsabilità di realizzare un sistema di controllo interno efficace è comune a ogni livello della struttura organizzativa di Eni; di conseguenza, tutte le Persone di Eni, nell'ambito delle funzioni e responsabilità ricoperte, sono impegnate nel definire e nel partecipare attivamente al corretto funzionamento del sistema di controllo interno. L'Amministratore Delegato e/o i Direttori Generali di Divisione, in esecuzione dei poteri ricevuti dal Consiglio di Amministrazione, assegnano al *management* responsabile delle aree operative compiti, responsabilità e poteri atti ad assicurare il mantenimento di un efficace ed efficiente controllo interno nell'esercizio delle rispettive attività e nel conseguimento dei correlati obiettivi.

Preposto al controllo interno e Internal Audit

Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno è svolto dalla figura del Preposto al controllo interno che in Eni coincide con il Direttore Internal Audit (Rita Marino), stante la sostanziale coincidenza dei rispettivi ambiti operativi e le conseguenti forti sinergie tra i due ruoli. Il Preposto al controllo interno è stato nominato per la prima volta il 16 marzo 2007 e riconfermato con delibera del 30 ottobre 2008.

Preposto al controllo interno

Al Preposto al controllo interno è attribuito principalmente il compito di (i) verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante e di (ii) esprimere una valutazione sull'idoneità dello stesso.

Il Preposto al controllo interno è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione e sentito il parere del Comitato per il controllo interno. Il Consiglio definisce la remunerazione del Preposto al controllo interno, coerentemente con le politiche aziendali e sentito il parere del Comitato per il controllo interno.

(59) Eni si è avvalsa della facoltà prevista nel Codice di Borsa di attribuire al Collegio Sindacale, in quanto *Audit Committee* ai fini SOA, il compito di valutare le proposte formulate dalle società di revisione per ottenere l'affidamento del relativo incarico e di vigilare sull'efficacia del processo di revisione contabile.

Il Preposto non è responsabile di alcuna area operativa, ha accesso diretto alle informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico, dispone di mezzi adeguati per l'assolvimento dei propri compiti e riferisce del proprio operato, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione oltre che al Collegio Sindacale e all'Amministratore Delegato attraverso relazioni periodiche.

In data 4 marzo 2010, il Preposto ha rilasciato la propria relazione annuale sul sistema di controllo interno (riferita al periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2009 con aggiornamento alla data della sua emissione) e, in tale ambito, ha anche espresso una valutazione sulla sua adeguatezza sulla base degli esiti delle attività di monitoraggio svolte nel periodo di riferimento dall'Internal Audit di Eni SpA, dai Preposti al controllo interno delle società controllate quotate e dall'Internal Audit delle società controllate soggette alla vigilanza della Banca d'Italia.

Internal Audit

All'Internal Audit è affidato il compito di fornire all'Amministratore Delegato e, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione ed inoltre al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno, al funzionamento ed al rispetto del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza, l'efficacia e l'osservanza. L'Internal Audit svolge le attività di competenza con riferimento a Eni SpA ed alle società da questa controllate con la maggioranza dei diritti di voto, ad esclusione di quelle con azioni quotate e di quelle sottoposte alla vigilanza della Banca d'Italia, dotate di un proprio autonomo presidio per le attività di *audit*.

Il Direttore Internal Audit risponde all'Amministratore Delegato, in quanto incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività dell'Internal Audit, che riferisce anche al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense. Le modalità di nomina/revoca del Direttore Internal Audit sono allineate a quelle previste dal Codice Eni per il Preposto al controllo interno, stante anche l'attuale coincidenza dei due ruoli. Il Comitato per il controllo interno valuta annualmente il mantenimento in capo al Direttore Internal Audit delle caratteristiche di onorabilità, professionalità, competenza ed esperienza necessarie, nonché l'assenza di eventuali incompatibilità, e fornisce un parere al Consiglio di Amministrazione sulla struttura di remunerazione del Direttore Internal Audit, proposta dall'Amministratore Delegato in coerenza con le politiche aziendali.

Compiti, poteri e mezzi dell'Internal Audit e flussi informativi

Le finalità, l'ambito di intervento e le modalità di funzionamento dell'Internal Audit sono definite nelle "Linee di indirizzo in tema di attività di Internal Audit" approvate dal Consiglio di Amministrazione a fine 2008 in linea con le *best practice*.

All'Internal Audit sono assicurati poteri e mezzi atti a garantire l'adeguato esercizio delle proprie funzioni in piena indipendenza operativa, anche in termini di autonomia di spesa, disponibilità di risorse quantitativamente adeguate e professionalmente competenti e accesso alle informazioni, ai dati, agli archivi ed ai beni della Società e delle sue controllate.

Secondo questo modello organizzativo l'Internal Audit, assicurando il mantenimento delle necessarie condizioni di indipendenza e la dovuta obiettività, competenza e diligenza professionali statuite negli *standard* internazionali per la pratica professionale e nel Codice Etico, realizza le seguenti principali attività:

- (i) svolge gli interventi di *audit* (*audit operational, financial e compliance* con focus sugli aspetti ex D. Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "top-down risk based" e approvato, unitamente al *budget* delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D. Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA;
- (ii) svolge interventi di controllo "non programmati" su richiesta dei principali attori del sistema di controllo interno e/o del *top management* aziendale;
- (iii) monitora lo stato di attuazione delle azioni correttive definite a valle degli interventi di *audit*;
- (iv) organizza e sovrintende alla predisposizione e gestione dei canali per la ricezione delle segnalazioni, anche in forma anonima, di cui mantiene un archivio aggiornato e cura le relative attività di istruttoria ai sensi delle procedure aziendali in vigore;
- (v) svolge le attività di vigilanza previste dal Modello 231 di Eni SpA. In tale contesto, l'Internal Audit ha avviato nel corso del 2009 le attività di vigilanza in materia HSE che, in coerenza con le citate Linee di Indirizzo, prevedono lo svolgimento di verifiche indipendenti sulle attività di *audit*, misurazione e *reporting* svolte dalle linee datoriali e dalle competenti funzioni HSE;
- (vi) svolge le attività di monitoraggio indipendente ai fini dell'informativa finanziaria secondo un piano comunicato dal CFO e, a partire dal 2009 le attività di monitoraggio indipendente per le attività rilevanti ai fini del "Modello di Controllo Prezzi al Consumo" sulla base del Piano definito dal Direttore Generale di ciascuna Divisione;

(vii) concorre alle attività formative ed informative aziendali sulle tematiche di controllo interno.

L'Internal Audit assicura sistematici e periodici flussi informativi (*report* trimestrali di sintesi e relazioni semestrali) in merito alle risultanze dell'attività svolta indirizzati agli organi di controllo e di vigilanza ed al vertice aziendale per consentire loro l'adempimento di quanto previsto in materia di presidio e valutazione del sistema di controllo interno; informa, inoltre, senza ritardi, l'Amministratore Delegato e gli organi di controllo e vigilanza nel caso di gravi carenze del sistema di controllo interno e di ogni circostanza che possa pregiudicare il mantenimento delle proprie condizioni di indipendenza.

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa finanziaria⁶⁰

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari ("DP") è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale. Il DP deve essere scelto, in base a quanto previsto dallo statuto, fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio:

- (a) attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore a due milioni di euro, ovvero
- (b) attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera a), ovvero
- (c) attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero
- (d) funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze del settore finanziario, contabile o del controllo.

Compiti, poteri e mezzi del Dirigente Preposto

Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria ed a tal fine predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documen-

tazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestandone, unitamente all'Amministratore Delegato, con apposita relazione sul bilancio di esercizio, sul bilancio semestrale abbreviato e sul bilancio consolidato, l'adeguatezza ed effettiva applicazione nel corso del periodo cui si riferiscono i citati documenti contabili. Il Consiglio di Amministrazione vigila, ai sensi del citato art. 154-*bis*, affinché il DP disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti attribuiti, nonché sul rispetto effettivo delle predette procedure. Nella riunione del 30 luglio 2008, il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini, *Chief Financial Officer* (CFO) di Eni, ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri di spesa attribuiti, esercitabili autonomamente o congiuntamente con l'Amministratore Delegato, nonché i mezzi a sua disposizione in termini di strutture organizzative e sistemi amministrativi, contabili e di controllo interno.

Nella riunione dell'11 marzo 2010, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei "poteri e mezzi" a disposizione del CFO, quale DP, ed ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.

Principali caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è il processo volto a fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità⁶¹ dell'informativa finanziaria medesima e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa finanziaria in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

Le "Linee Guida sul Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" approvate dal Consiglio di Amministrazione in data 20 giugno 2007 definiscono le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna nonché per la valutazione della sua efficacia.

Tali Linee Guida sono state definite coerentemente alle previsioni del predetto art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza nonché delle prescrizioni della legge statunitense *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotato al *New York Stock Exchange* (NYSE) ed articolate sulla base del modello adottato nel COSO Report ("*Internal Control – Integrated Framework*" pubblicato dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*).

Le Linee Guida sono applicabili a Eni SpA e alle imprese da essa controllate direttamente e indirettamente a norma

(60) Informativa resa anche ai sensi dell'art. 123-*bis*, secondo comma, lettera b), del Testo Unico della Finanza.

(61) Attendibilità (dell'informativa): l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e ha i requisiti chiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

dei principi contabili internazionali in considerazione della loro significatività ai fini della predisposizione dell'informativa finanziaria. Tutte le imprese controllate, indipendentemente dalla loro rilevanza ai fini del sistema di controllo sull'informativa finanziaria Eni, adottano le Linee Guida stesse quale riferimento per la progettazione e l'istituzione del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria, in modo da renderlo adeguato rispetto alle loro dimensioni e alla complessità delle attività svolte.

La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del sistema di controllo sull'informativa finanziaria sono garantiti attraverso: il *risk assessment*, l'individuazione dei controlli, la valutazione dei controlli e i flussi informativi (*reporting*).

Il processo di *risk assessment* condotto secondo un approccio "top-down" è mirato ad individuare le entità organizzative, i processi e le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio.

In particolare, l'individuazione delle entità organizzative che rientrano nell'ambito del sistema di controllo sull'informativa finanziaria è effettuata sia sulla base della contribuzione delle diverse entità a determinati valori del bilancio consolidato (totale attività, totale indebitamento finanziario, ricavi netti, risultato prima delle imposte) sia in relazione a considerazioni circa la rilevanza per processi e rischi specifici⁶². Nell'ambito delle imprese rilevanti per il sistema di controllo sull'informativa finanziaria vengono successivamente identificati i processi significativi in base ad un'analisi di fattori quantitativi (processi che concorrono alla formazione di voci di bilancio per importi superiori ad una determinata percentuale dell'utile ante imposte) e fattori qualitativi (ad esempio: complessità del trattamento contabile del conto; novità o cambiamenti significativi nelle condizioni di *business*).

A fronte dei processi e delle attività rilevanti vengono identificati i rischi ossia gli eventi potenziali il cui verificarsi può compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo inerenti l'informativa finanziaria (ad esempio le asserzioni di bilancio). I rischi così identificati sono valutati in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (valutazione a livello inerente). In particolare, con riferimento ai rischi di frode⁶³ in Eni è condotto un *risk assessment* dedicato sulla base di una specifica metodologia relativa ai "Programmi e controlli antifrode" richiamata dalle predette Linee Guida.

A fronte di società, processi e relativi rischi considerati rilevanti è stato definito un sistema di controlli seguendo due principi fondamentali ovvero la diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate e la sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti integrato e compatibile con le esigenze operative.

La struttura del sistema di controllo sull'informativa finanziaria prevede controlli a livello di entità che operano in maniera trasversale rispetto all'entità di riferimento (Gruppo/Divisione/singola società) e controlli a livello di processo.

I controlli a livello di entità sono organizzati in una *checklist* definita, sulla base del modello adottato nel COSO Report, secondo cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione; attività di monitoraggio). In particolare assumono rilevanza le attività di controllo relative alla definizione delle tempistiche per la redazione e diffusione dei risultati economico-finanziari ("circolare semestrale e di bilancio" e relativi calendari); l'esistenza di strutture organizzative e di un corpo normativo adeguati per il raggiungimento degli obiettivi in materia di informativa finanziaria (tali controlli prevedono ad esempio attività di revisione ed aggiornamento da parte di funzioni aziendali specializzate delle norme di Gruppo in materia di bilancio e del piano di contabilità di Gruppo); le attività di formazione in materia di principi contabili e sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria; ed, infine le attività relative al sistema informativo per la gestione del processo di consolidamento (Mastro).

I controlli a livello di processo si suddividono in: controlli specifici intesi come l'insieme delle attività, manuali o automatizzate, volte a prevenire, individuare e correggere errori o irregolarità che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative; controlli pervasivi intesi come elementi strutturali del sistema di controllo sull'informativa finanziaria volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative (quali ad esempio la segregazione dei compiti incompatibili e i controlli generali sui sistemi informatici).

I controlli specifici sono individuati in apposite procedure che definiscono sia lo svolgimento dei processi aziendali sia i cosiddetti "controlli chiave" la cui assenza o la cui mancata operatività comporta il rischio di un errore/frode rilevante sul bilancio che non ha possibilità di essere intercettato da altri controlli.

(62) Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.

(63) Frode: nell'ambito del sistema di controllo, qualunque atto od omissione intenzionale che si risolve in una dichiarazione ingannevole nell'informativa.

I controlli sia a livello di entità che di processo sono oggetto di valutazione (monitoraggio) per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (*ongoing monitoring activities*), affidate al *management* responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (*separate evaluations*), affidate all'Internal Audit, che opera secondo un piano prestabilito comunicato dal CFO/DP volto a definire l'ambito e gli obiettivi del proprio intervento attraverso procedure di *audit* concordate.

Le attività di monitoraggio consentono l'individuazione di eventuali carenze del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che sono oggetto di valutazione in termini di probabilità e impatto sull'informativa finanziaria di Eni e in base alla loro rilevanza sono qualificate come "carenze", "significativi punti di debolezza" o "carenze rilevanti".

Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un flusso informativo periodico (*reporting*) sullo stato del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che viene garantito dall'utilizzo di strumenti informatici volti ad assicurare la tracciabilità delle informazioni circa l'adeguatezza del disegno e l'operatività dei controlli. Sulla base di tale *reporting*, il CFO/DP redige una relazione sull'adeguatezza ed effettiva applicazione del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previo esame del Comitato per il controllo interno, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e della relazione finanziaria semestrale, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di *Audit Committee* ai sensi della normativa statunitense.

L'attività del CFO/DP è supportata all'interno di Eni da diversi soggetti i cui compiti e responsabilità sono definiti dalla Linee Guida precedentemente richiamate. In particolare, le attività di controllo coinvolgono tutti i livelli della struttura organizzativa di Eni quali i responsabili operativi di *business* e i responsabili di funzione fino ai responsabili amministrativi e CEO. In tale contesto organizzativo assume particolare rilievo ai fini del sistema del controllo interno la figura del soggetto (cd. *risk owner*) che esegue il monitoraggio di linea valutando il disegno e l'operatività dei controlli specifici e pervasivi e alimentando il flusso informativo di *reporting* sull'attività di monitoraggio e sulle eventuali carenze riscontrate ai fini di una tempestiva identificazione delle opportune azioni correttive.

Organismo di Vigilanza e Modello 231

Secondo la disciplina italiana della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato" contenuta nel decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito, "D. Lgs. n. 231/01") gli enti associativi – tra cui le società di capitali – possono essere ritenuti responsabili, e di conseguenza sanzionati in via pecuniaria e/o interdittiva, in relazione a taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – nell'interesse o a vantaggio delle società. Le società possono in ogni caso adottare modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a prevenire i reati stessi.

In relazione a ciò, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha approvato il modello di organizzazione, gestione e controllo ex D. Lgs. n. 231/01 (di seguito, "Modello 231") e istituito il relativo Organismo di Vigilanza. La composizione dell'Organismo, inizialmente di soli tre membri, è stata modificata nel 2007 con l'inserimento di due membri esterni, uno dei quali nominato Presidente dell'Organismo, individuati tra accademici e professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia e organizzazione aziendale. I componenti interni sono rappresentati dai Direttori (o da dirigenti loro primi riporti gerarchici) Affari Legali, Risorse Umane e Internal Audit della Società.

L'Organismo svolge le seguenti principali funzioni: (i) vigila sull'effettività del Modello 231 di Eni SpA e ne monitora le attività di attuazione e aggiornamento; (ii) esamina l'adeguatezza del Modello 231 ed analizza il mantenimento nel tempo dei suoi requisiti di solidità e funzionalità, proponendo eventuali aggiornamenti; (iii) monitora lo stato di avanzamento della sua estensione alle società controllate e promuove la diffusione e la conoscenza da parte di queste ultime della metodologia e degli strumenti di attuazione del Modello stesso; (iv) approva il programma annuale delle attività di vigilanza per Eni SpA, ne coordina l'attuazione e ne esamina le risultanze; (v) cura i flussi informativi di competenza con le funzioni aziendali e con gli organismi di vigilanza delle società controllate. Le sinergie tra Codice Etico, parte integrante e principio generale non derogabile del Modello 231, e Modello 231 stesso sono sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA delle funzioni di Garante del Codice Etico. Analogamente ogni controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico. L'Organismo di Vigilanza di Eni SpA riferisce periodicamente sulle attività svolte al Presidente, all'Amministratore Delegato – il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite – al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. Tali relazioni periodiche vengono elaborate sulla base

delle evidenze acquisite nello svolgimento delle proprie funzioni.

Dopo la prima approvazione del Modello 231 ed i suoi successivi aggiornamenti in conseguenza degli interventi legislativi sul campo di applicazione, nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA, sentito il parere del Collegio Sindacale, ne ha approvato l'aggiornamento complessivo, che ha tenuto conto dei cambiamenti organizzativi aziendali, dell'evoluzione del quadro normativo⁶⁴, della giurisprudenza e della dottrina, delle considerazioni derivanti dall'applicazione del modello, ivi comprese le esperienze provenienti dal contenzioso, della prassi delle società italiane ed estere in ordine ai modelli, degli esiti delle attività di vigilanza e delle risultanze delle attività di *audit* interno.

Il Modello 231 di Eni SpA rappresenta una raccolta di principi e il punto di riferimento per le società controllate, alle quali è trasmesso affinché ciascuna società adotti e/o aggiorni il proprio modello. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas ed elettricità soggette a regolamentazione cd. *unbundling* adottano il proprio modello adeguandolo, se necessario, alle peculiarità della propria azienda in coerenza alla propria autonomia gestionale. I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Modello 231 negli ambiti di rispettiva competenza. Sono stabiliti presidi di controllo (*standard* generali e specifici) per disciplinare le attività aziendali rilevanti per la prevenzione dei reati previsti dal D. Lgs. n. 231/01 e, conformemente alle disposizioni di legge, è introdotto un sistema disciplinare per sanzionare eventuali violazioni del Modello 231 e la mancata osservanza delle procedure aziendali. A fine 2009 Eni ha avviato iniziative volte a razionalizzare ed ottimizzare l'assetto organizzativo ed operativo degli organismi di vigilanza delle società controllate e ad analizzare il processo di adozione del Modello 231 da parte di queste ultime, tenuto anche conto dell'evoluzione del contesto normativo e delle *best practice*.

Il Consiglio di Amministrazione riveste un ruolo primario in materia 231 essendosi riservato, come detto in precedenza, sia l'approvazione del Modello 231 sia l'istituzione e la nomina dei componenti dell'Organismo di Vigilanza, sul cui operato riceve informativa periodica per il tramite dell'Amministratore Delegato. A quest'ultimo è attribuito invece il compito di attuare e aggiornare il Modello 231, in virtù dei poteri a esso conferiti dal Modello stesso. A tal fine, l'Amministratore Delegato ha istituito un apposito *Team*

multifunzionale ("*Team 231*"), che cura la predisposizione delle proposte di aggiornamento. Nel corso del 2009 il "*Team 231*" ha curato l'adeguamento del Modello 231 ai reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, e ai delitti informatici e di trattamento illecito di dati e ne promuoverà a breve l'aggiornamento alle nuove tipologie di reato presupposto introdotte dal legislatore nel 2009 (delitti di criminalità organizzata, delitti contro l'industria e il commercio, delitti in materia di violazione del diritto di autore, nonché induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'autorità giudiziaria).

Nel corso del 2009 sono state altresì definite le logiche e le modalità attuative per la pianificazione e lo svolgimento delle attività di vigilanza sulle tematiche salute e sicurezza nei luoghi di lavoro per la prevenzione dei reati di "omicidio colposo o lesioni gravi o gravissime commesse con violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro", in coerenza con i requisiti del D. Lgs. 231/01, con i principi e i contenuti del Modello 231 e con quanto previsto dal modello di sistema di gestione HSE di Eni SpA in tema di verifiche e controlli interni. Le attività sono state curate da un apposito gruppo di lavoro multifunzionale, coordinato dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA. Quest'ultimo, in coerenza con i compiti attribuitigli dal Modello 231, promuoverà a partire dal 2010 l'estensione alle società controllate dei principi definiti per Eni per le attività di vigilanza in materia HSE.

Ai fini della corretta attuazione del Modello 231 sono previste attività di formazione e/o di comunicazione differenziate a seconda dei destinatari, inclusi i terzi ed il mercato. Per il 2010 è stato pianificato l'avvio delle attività di formazione sul Modello 231 tramite *Web Based Training* (WBT), indirizzato a dirigenti, quadri in comunicazione organizzativa e *Key Officer* di Eni.

Il Modello 231 e il Codice Etico sono pubblicati sul sito internet di Eni www.eni.com e sono resi disponibili sulla rete intranet aziendale.

Policy Anti-Corruzione

Primario rilievo è stato attribuito al tema della lotta alla corruzione con l'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA e successiva emanazione delle Linee Guida Anti-Corruzione e delle prime due Procedure Ancillari Anti-Corruzione aventi ad oggetto, rispettivamente, gli accordi di *joint-venture* e i contratti di intermediazione. A queste faranno seguito altre Procedure Ancillari Anti-Corruzione, su materie specifiche, attualmente in corso di

(64) L'attuale campo di applicazione del D. Lgs. n. 231 del 2001 prevede: (i) delitti contro la Pubblica Amministrazione e contro la fede pubblica, (ii) reati societari, (iii) reati legati all'eversione dell'ordine democratico e al finanziamento del terrorismo, (iv) delitti contro la personalità individuale, (v) *market abuse* ("Abuso di informazioni privilegiate" e "Manipolazione del mercato"), (vi) delitto contro la persona ex Legge n. 7 del 2006, (vii) reati transnazionali, (viii) delitti di omicidio colposo e lesioni personali colpose gravi o gravissime commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sul lavoro, (ix) reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, (x) delitti informatici e trattamento illecito di dati, (xi) delitti di criminalità organizzata, (xii) delitti contro l'industria e il commercio, (xiii) delitti in materia di violazione del diritto di autore, (xiv) induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'autorità giudiziaria.

revisione. Le Linee Guida Anti-Corruzione e le Procedure Ancillari Anti-Corruzione sono volte a fornire un quadro sistematico di riferimento delle norme e procedure in materia di anti-corruzione già poste in essere e applicate da Eni nel tempo e ad assicurare il massimo rispetto da parte di Eni e del suo personale del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali. A tal fine, sia le Linee Guida Anti-Corruzione che le Procedure Ancillari Anti-Corruzione sono in corso di adozione da parte di tutte le società controllate di Eni, sia in Italia che all'estero tramite delibera del Consiglio di Amministrazione (o del corrispondente organo/funzione qualora la *governance* della società controllata non preveda tale organo). Le normative interne adottate da Eni sul tema contemplano un coinvolgimento del Consiglio di Amministrazione di Eni o della società controllata, a seconda dei casi, in fase di approvazione delle attività più significative (come la nomina di intermediari). Conformemente alle *best practices* in vigore sul mercato internazionale è stata inoltre costituita, nell'ambito della Direzione Affari Legali di Eni SpA, un'unità anti-corruzione con il compito di fornire consulenza legale specialistica e supporto in materia di anti-corruzione alle unità di *business* di Eni e delle sue società controllate non quotate.

In occasione dell'adozione della *Policy* in argomento si è tenuto un evento di presentazione volto ad informare il personale delle nuove iniziative che l'azienda ha adottato e intende adottare nel prossimo futuro per contrastare sempre più efficacemente il fenomeno della corruzione. È attualmente in fase di elaborazione un programma di *training* anti-corruzione mirato per il personale, che sarà svolto nel corso dell'anno e consisterà in un corso di tipo "informativo" fruibile in modalità *e-learning* e finalizzato all'inquadramento della materia dell'anti-corruzione, e una serie di *workshops* "formativi" e interattivi, finalizzati a confronti e approfondimenti su temi specifici.

Società di revisione⁶⁵

La revisione contabile del bilancio di Eni SpA è affidata, ai sensi di legge, a una società di revisione iscritta all'albo speciale Consob, la cui nomina spetta all'Assemblea, su proposta motivata del Collegio Sindacale.

Oltre agli obblighi previsti dalla normativa nazionale in materia di revisione contabile, la quotazione di Eni presso il *New York Stock Exchange* comporta il rilascio da parte della società di revisione della relazione sull'*Annual Report on Form 20-F*, in ottemperanza ai principi di revisione generalmente accettati negli Stati Uniti, e il rilascio di

un giudizio sull'efficacia del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria che sovrintende la redazione del bilancio consolidato.

In massima parte i bilanci delle società controllate sono oggetto di revisione contabile da parte della società che revisiona il bilancio Eni, la quale, inoltre, ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, assume anche la responsabilità dei lavori svolti da altri revisori sui bilanci delle società controllate, che, nel loro totale, rappresentano una parte irrilevante dell'attivo e del fatturato consolidato.

La società di revisione in carica è *PricewaterhouseCoopers SpA*, il cui incarico, risalente al 1° giugno 2001, è stato confermato dall'Assemblea del 28 maggio 2004, per tre esercizi, e successivamente ulteriormente prorogato per gli esercizi 2007-2009, dall'Assemblea del 24 maggio 2007, ai sensi del D. Lgs. n. 303/06, non essendo ancora stato completato il termine massimo di nove esercizi previsto dalla legge. Conseguentemente, alla data di approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2009, *PricewaterhouseCoopers SpA* cesserà il proprio mandato e l'Assemblea dei soci conferirà un nuovo incarico.

Nello svolgimento della propria attività, la società di revisione incaricata ha accesso alle informazioni, ai dati, sia documentali che informatici, agli archivi e ai beni della Società e delle sue società controllate.

Il quadro di riferimento unitario per l'applicazione nell'ambito del Gruppo Eni della disciplina in materia di revisione contabile è rappresentato dalla *Normativa in materia di revisione dei bilanci* adottata dal Consiglio di Amministrazione in data 3 aprile 2008. Tale normativa recepisce le novità introdotte in materia dai numerosi provvedimenti legislativi che si sono succeduti negli ultimi anni⁶⁶ nonché dai provvedimenti regolamentari dei competenti organi di controllo (Consob e SEC). La normativa contiene i principi generali di riferimento essenzialmente in tema di conferimento e revoca dell'incarico, rapporti tra il revisore principale di Gruppo ed i revisori secondari, indipendenza della società di revisione e cause di incompatibilità, responsabilità ed obblighi informativi della società di revisione, regolamentazione dei flussi informativi verso la Società, Consob e SEC.

Allo scopo di tutelare i profili di indipendenza dei revisori è stato, in particolare, previsto un sistema di monitoraggio degli incarichi "*non audit*", prevedendosi, in linea generale, di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo *network*, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione contabile, salvo rare e motivate eccezioni per gli incarichi inerenti ad attività non vietate

(65) La società di revisione, verificata l'elaborazione della presente relazione, esprime il giudizio di coerenza richiesto dall'art. 156, comma 4-bis, lettera d), del Testo Unico della Finanza relativamente alle informazioni fornite ai sensi dell'art. 123-bis, comma 1, lettere c), d), f), l) e m), e comma 2, lettera b), della stessa norma. La relazione di revisione è pubblicata integralmente unitamente alla relazione finanziaria annuale.

(66) "Legge sulla Tutela del Risparmio"- Legge n. 262/2005 e D. Lgs. n. 303/06 che hanno modificato il Testo Unico della Finanza.

dalla regolamentazione italiana né dal *Sarbanes-Oxley Act*. Tali incarichi sono approvati dal Consiglio di Amministrazione della società interessata, previo parere del Collegio Sindacale della stessa società, e sono autorizzati dal Collegio Sindacale di Eni, nel caso in cui gli incarichi non rientrino tra quelli previsti da specifiche norme di legge o regolamentari. Il Collegio Sindacale di Eni è comunque informato periodicamente degli incarichi affidati alla società di revisione dalle società del Gruppo.

Controllo della Corte dei conti

La gestione finanziaria di Eni è sottoposta al controllo, a fini di tutela della finanza pubblica, della Corte dei conti. L'attività è stata svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Lucio Todaro Marescotti, cui è succeduto Raffaele Squitieri⁶⁷ nominato con deliberazione assunta il 28 ottobre 2009 dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti. Il Magistrato della Corte assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e del Comitato per il controllo interno.

Interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate

In attesa dell'emanazione delle disposizioni attuative dell'art. 2391-*bis* del Codice Civile, con delibera del 12 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione, su parere del Comitato per il controllo interno, ha adottato le Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e con parti correlate, allo scopo di assicurare il rispetto dei principi di trasparenza e di correttezza formale e sostanziale previsti, in relazione alle suddette operazioni, dalla disposizione citata e dal Codice di Borsa.

Eni, condividendo i principi generali anticipati da Consob in materia, li ha introdotti nella procedura, tenendo altresì conto delle migliori pratiche seguite dal mercato. In particolare, nelle Linee Guida adottate, il Consiglio:

- ha individuato, sulla base di criteri predeterminati, le operazioni con parti correlate maggiormente rilevanti e come tali riservate alla sua competenza decisionale;
- ha riservato un ruolo determinante agli amministratori indipendenti, prevedendo che il Comitato per il controllo interno sia coinvolto nella fase istruttoria e deliberativa delle suddette operazioni rilevanti, con la possibilità di farsi assistere nell'espletamento di tali compiti da uno o più esperti nominati a sua scelta. Il Comitato ha altresì una funzione di rilievo anche per le operazioni non riservate alla competenza del Consiglio;

- ha previsto, per tutte le operazioni con parti correlate, indipendentemente dalla competenza deliberativa, un'istruttoria rafforzata, allo scopo di assicurare trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale alle operazioni. Tale trasparenza deve essere assicurata anche nella successiva fase deliberativa.

Le Linee Guida approvate definiscono conseguentemente la *policy* di Gruppo in materia.

L'ammontare dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale e finanziaria sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati nelle note al bilancio consolidato (nota n. 36 – Rapporti con parti correlate) e al bilancio di esercizio di Eni SpA (nota n. 36 – Rapporti con parti correlate).

Le Linee Guida, come richiesto dal Codice Eni, regolano altresì le operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci, prevedendo, in particolare, che:

- amministratori e sindaci rilascino periodicamente una dichiarazione in cui siano rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo, segnalando in ogni caso per tempo agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni con la Società, nelle quali sono portatori di interessi in qualche modo "estranei" alla stessa;
- gli amministratori interessati, di norma, non prendano parte alla discussione e alla deliberazione consiliare sulle questioni rilevanti, allontanandosi eventualmente dalla sala della riunione.

In ogni caso, le operazioni in cui parte correlata sia l'amministratore o il sindaco o soggetti a loro collegati sono considerate rilevanti e sottoposte alla disciplina istruttoria e deliberativa rafforzata, con delibera del Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato per il controllo interno.

Il testo delle Linee Guida è disponibile sul sito internet della Società, nella sezione *Corporate Governance*.

Rapporti con gli azionisti e il mercato

Sin dall'avvio del processo di privatizzazione, Eni, in conformità con il proprio Codice Etico e con il Codice di Autodisciplina, comunica costantemente con gli investitori istituzionali, con gli azionisti *retail* e con il mercato al fine di assicurare la diffusione di notizie complete, corrette e tempestive sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare.

(67) Il sostituto è il Magistrato Amedeo Federici.

L'informativa relativa ai resoconti periodici, al piano strategico quadriennale, agli eventi e alle operazioni rilevanti è assicurata da comunicati stampa, da incontri e *conference call* con gli investitori istituzionali, analisti finanziari e con la stampa, ed è diffusa tempestivamente al pubblico anche mediante pubblicazione sul sito internet. In particolare, le presentazioni del *top management* al mercato finanziario relative ai risultati trimestrali, annuali e alla strategia quadriennale sono diffuse in diretta sul sito internet della Società, offrendo, così, anche agli azionisti *retail*, la possibilità di assistere agli eventi maggiormente significativi per il mercato in tempo reale. La registrazione di questi eventi, i comunicati stampa e le relative presentazioni rimangono disponibili sul sito internet in modo permanente. Entro il mese di dicembre è diffuso al mercato e pubblicato sul sito internet il calendario finanziario con il dettaglio dei principali eventi finanziari dell'anno successivo. Le pagine "Eni in Borsa" della sezione Investor Relations del sito internet di Eni⁶⁸ sono continuamente aggiornate con le informazioni relative ai dividendi, alla quotazione del titolo, all'andamento dei titoli dei *peer* e dei principali indici di borsa.

Sul sito sono inoltre disponibili i rapporti periodici, i comunicati stampa, la Relazione, il Codice e le procedure in materia di *corporate governance*, lo Statuto della Società, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle Assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti ed i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta, anche tramite il sito internet⁶⁹.

La Società ha, inoltre, inteso dare corso alle richieste – emerse nelle recenti Assemblee – di un coinvolgimento sempre maggiore dei propri investitori.

Eni assicura, infatti, un costante impegno nel mettere a disposizione del pubblico le informazioni richieste dalla legge e, più in generale, quelle relative al proprio sistema di *corporate governance*, dedicando particolare attenzione alla cura e all'aggiornamento del sito *web* istituzionale. Alla *corporate governance* di Eni è dedicata una sezione del sito e il sistema di *governance* è illustrato in un grafico di sintesi interattivo⁷⁰ e in una pluralità di voci di approfondimento. Il sito è arricchito da ampia documentazione, agevolmente consultabile, fra cui la presente Relazione, l'archivio delle precedenti e i documenti in esse citati. L'efficacia della comunicazione realizzata da Eni attraverso il proprio sito istituzionale è stata inoltre riconosciuta per due anni consecutivi (2008 e 2009) come la migliore sia a livello nazionale che europeo⁷¹, per la capacità di garantire un

elevato livello di *disclosure*, attraverso uno stile di presentazione chiaro, accessibile e trasparente. In particolare, la sezione del sito relativa alla *corporate governance* ha ottenuto il punteggio più elevato fra le società italiane e il secondo fra quelle europee⁷².

Ferme le previsioni normative e statutarie, inoltre, prosegue il progetto dedicato agli azionisti *retail*, affinché ne vengano stimolati interesse e partecipazione. Infatti, da alcuni anni è particolarmente sentita l'esigenza che le società non solo rispettino i diritti degli azionisti, ma si facciano anche parte attiva, aiutandoli ad esercitarli, comunicando informazioni comprensibili e accessibili, e stimolando la partecipazione alle attività sociali.

La volontà di presentare agli azionisti la società Eni in modo semplice e intelligibile ha portato alla ideazione di una sezione del sito internet⁷³ dedicato ad una comunicazione diretta, in cui è stata inserita anche una Guida per gli Azionisti, e alla previsione di iniziative dedicate. Una di queste è la presentazione dell'Assemblea di approvazione del bilancio di esercizio 2008, avvenuta il 30 aprile 2009, e dei diritti degli azionisti mediante un filmato *cartoon* interattivo, semplice e sintetico.

Apposite funzioni di Eni assicurano i rapporti con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

In particolare, come previsto dal Codice Eni, i rapporti con gli investitori istituzionali e gli analisti finanziari sono gestiti dal Responsabile dell'unità Investor Relations; le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere richieste anche tramite l'indirizzo *e-mail* investor.relations@eni.com.

I rapporti con gli organi di informazione sono gestiti dal Responsabile dell'unità Comunicazione Esterna; le informazioni di interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere richieste anche tramite l'indirizzo *e-mail* ufficio.stampa@eni.com.

I rapporti con gli azionisti sono gestiti dal Responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'*e-mail* segreteria@societaria.azionisti@eni.com, nonché al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).

I rapporti con gli azionisti per le tematiche inerenti alla *corporate governance* sono curate dal Responsabile dell'unità Sistema e Regole di Corporate Governance: informazioni in merito sono disponibili sul sito Eni e possono essere richieste all'indirizzo *e-mail* dedicato dal sito internet di Eni info.governance@eni.com.

(68) All'indirizzo: [www.eni.com/investor-relations/Eni in Borsa](http://www.eni.com/investor-relations/Eni%20in%20Borsa).

(69) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/documentazione/documentazione.page?type=bilrap&header=documentazione&doc_from=hpeni_header.

(70) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/corporate-governance-eni/corporate-governance-Eni.shtml.

(71) Si tratta della "H&H Webranking", la più autorevole classifica sulla qualità della comunicazione societaria realizzata, attraverso il web, dalle 100 maggiori imprese italiane e 500 europee.

(72) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/riconoscimenti-governance-eni/riconoscimenti-governance-Eni.shtml.

(73) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/iniziative/iniziative-per-gli-azionisti.shtml.

Trattamento delle informazioni societarie

In ottemperanza alle prescrizioni contenute nel Testo Unico della Finanza e nel Regolamento Emittenti Consob, in recepimento della Direttiva europea sul cd. *Market Abuse*, il Consiglio di Amministrazione, in data 28 febbraio 2006, ha approvato le procedure richieste per la comunicazione al mercato delle informazioni privilegiate, l'istituzione di un registro delle persone aventi accesso ad informazioni privilegiate e la comunicazione delle operazioni effettuate da "soggetti rilevanti", previamente individuati, sulle azioni della Società (cd. *internal dealing*). Le suddette procedure sono state tutte ulteriormente aggiornate, per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006 e sono pubblicate nella sezione *Corporate Governance* del sito internet di Eni⁷⁴. Di seguito, una sintesi delle procedure approvate.

Comunicazione al mercato di documenti e informazioni privilegiate

La "Procedura di comunicazione al mercato delle informazioni privilegiate e dei documenti riguardanti le società emittenti del gruppo e gli strumenti finanziari da esse emessi", adottata in sostituzione di una precedente *policy* risalente al 2002, fissa i requisiti della comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce le regole per acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire un'adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi e sulle circostanze che possono concretizzarsi in informazioni privilegiate.

La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa, anche tenuto conto delle nuove fattispecie oggetto di sanzioni penali e amministrative introdotte dalla Legge sulla Tutela del Risparmio. Il Codice Etico di Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.

Gli amministratori e i sindaci assicurano la riservatezza dei documenti e delle informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti e osservano il rispetto della procedura

adottata da Eni per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di tali documenti e informazioni.

Registro delle persone che hanno accesso ad informazioni privilegiate

La procedura relativa alla "Tenuta e aggiornamento del Registro delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate in Eni", predisposta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 115-*bis* del Testo Unico della Finanza e delle disposizioni attuative del Regolamento Emittenti Consob, definisce: (i) le modalità e i termini di iscrizione nel registro e dell'eventuale successiva cancellazione delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte per conto di Eni, hanno accesso su base regolare od occasionale a informazioni privilegiate; (ii) le modalità di comunicazione all'interessato dell'avvenuta iscrizione e/o cancellazione dal registro e della relativa motivazione.

Internal Dealing

La "Procedura relativa all'identificazione dei soggetti rilevanti e alla comunicazione delle operazioni da essi effettuate, anche per interposta persona, aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati" (cd. Procedura *Internal Dealing*) ha sostituito la precedente *policy* in materia, risalente al 2002, ed è stata redatta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 114, comma 7, del Testo Unico della Finanza. La procedura, recependo le indicazioni contenute nel Regolamento Emittenti Consob (i) individua le persone rilevanti; (ii) definisce le operazioni aventi a oggetto azioni emesse da Eni o altri strumenti finanziari a esse collegati; (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate, nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse.

La procedura prevede inoltre, in aggiunta agli obblighi normativi, specifici periodi dell'anno durante i quali le persone individuate come rilevanti non possono effettuare operazioni (*blocking periods*). Un principio analogo è stato introdotto, in apposita procedura interna approvata il 23 dicembre 2008, anche relativamente alle operazioni condotte dalla Società su titoli Eni o collegati ai titoli Eni. La Procedura *Internal Dealing* è stata ulteriormente aggiornata il 1° settembre 2009, per tener conto di alcune modifiche organizzative.

(74) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/market-abuse/procedure-market-abuse/procedure-market-abuse.shtml.

Di seguito sono riportate le tabelle indicate nel documento “Guida alla compilazione della relazione sulla Corporate

Governance” emesso nel marzo 2004 da Assonime e da Emittenti Titoli Spa.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati

Componenti	Consiglio di Amministrazione				Comitato Controllo Interno		Compensation Committee		Oil - Gas Energy Committee		
	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	%presenze	n.altri incarichi ^(a)	appartenenza	%presenze	appartenenza	%presenze	appartenenza	%presenze
Presidente											
Roberto Poli		X		100%	3						
Amministratore Delegato											
Paolo Scaroni	X			100%	3						
Consiglieri											
Alberto Clò ^(*)		X	X	100%	3			X	92%	X	100%
Paolo Andrea Colombo		X	X	100%	6			X	92%	X	100%
Paolo Marchioni		X	X	100%	0	X	80%				
Marco Reboa ^(*)		X	X	100%	3	X	100%			X	100%
Mario Resca		X	X	88,2%	1			X	100%	X	10%
Pierluigi Scibetta		X	X	100%	0	X	95%			X	90%
Francesco Taranto ^(*)		X	X	100%	2	X	100%	X	100%		
Numero riunioni 2009				17			20		13		10
Durata media delle riunioni				3h 17m			4h 36m		1h 46m		1h 31m
Percentuale media di partecipazione			98,3%	98,7%			93,8%		96%		80%

(a) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentari anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.

(*) Designato dalla lista di minoranza.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria, salva l'entrata in vigore di nuove norme.

Collegio Sindacale

Componenti	% presenze riunioni del Collegio Sindacale	% presenze riunioni del Consiglio di Amministrazione	N. incarichi in società quotate ^(a)	N. totale incarichi ^(b)
Presidente				
Ugo Marinelli ^(*)	100	94	1	5
Sindaci effettivi				
Roberto Ferranti	69	82	1	2
Luigi Mandolesi	96	100	1	10
Tiziano Onesti	96	100	2	18
Giorgio Silva ^(*)	92	100	2	12
Numero riunioni 2009	26	17		
Durata media delle riunioni	3h 48m			
Percentuale media di partecipazione	91%	95%		

(*) Designato dalla lista di minoranza.

(a) Inclusa Eni SpA ai sensi art. 144-quinquiesdecies Reg. Emittenti Consob.

(b) Inclusive società quotate ai sensi art. 144-quinquiesdecies Reg. Emittenti Consob.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria, salva l'entrata in vigore di nuove norme.

Altre previsioni del Codice di Autodisciplina

	Si	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) e periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?	X	
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X	
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)		Internal Audit
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile <i>investor relations</i> ?	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/e-mail) del responsabile <i>investor relations</i> :		

Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. +39 02 52051651 - Fax +39 02 52031929 - investor.relations@eni.com

Impegno per lo sviluppo sostenibile

L'attuazione del modello di sostenibilità e la relazione con gli *stakeholder*

Il modello di Sostenibilità, che fa parte del sistema di *Governance* di Eni, permette di pianificare, gestire e comunicare l'impegno per lo sviluppo sostenibile, ponendo al centro i temi che emergono dal confronto con gli scenari futuri dell'energia e dal dialogo con gli *stakeholder*. L'impegno per uno sviluppo sostenibile è parte del modello di *governance* di Eni, e pertanto la sostenibilità incide anche sull'evoluzione del sistema di gestione dell'impresa. Le iniziative più rilevanti intraprese in questo ambito negli ultimi anni da Eni riguardano la promozione della partecipazione degli azionisti alla vita d'azienda, la sensibilizzazione di questi e del *board* sui temi che fanno parte del modello di sostenibilità e la diffusione di buone pratiche di *governance* in coerenza con i principi contenuti nel Codice Etico.

Nel corso del 2009 il *Team 231* ha curato l'adeguamento del Modello 231 con riferimento ai reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, e ai delitti informatici e di trattamento illecito dei dati, e ne promuoverà a breve l'aggiornamento alle nuove fattispecie di reato introdotte nel 2009 dal legislatore italiano.

Nel corso del 2009 sono entrate nel vivo le attività del *Team* di Promozione del Codice Etico, volte a dare attuazione al Piano di Promozione del Codice Etico che hanno riguardato: la diffusione e la comunicazione del Codice a tutti coloro con cui Eni intrattiene relazioni, l'implementazione di attività di formazione nonché il coinvolgimento sul tema dei principali *stakeholder* dell'azienda. Nel corso dell'ultimo anno, si sono intensificate le relazioni con il *Global Compact*, in considerazione del valore strategico che l'iniziativa ha per la cooperazione multilaterale e con il Sistema Nazioni Unite. Nel 2009, in particolare, è stata elaborata un'analisi relativa al rispetto dei dieci principi del *Global Compact*

secondo una logica di "azioni realizzate, impegni futuri e misurabilità dei risultati".

Nel 2009, con l'intento di promuovere la trasparenza e la correttezza nelle relazioni con i Paesi di presenza operativa, Eni ha continuato a fornire il proprio contributo all'*Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)* pubblicando i flussi finanziari generati dalle proprie attività nei Paesi i cui i Governi aderiscono all'iniziativa e collaborando con il MAE per la promozione dell'iniziativa presso i Paesi che non vi hanno ancora aderito.

In tema di Diritti Umani, a conclusione della fase di sperimentazione del 2008 della metodologia di *Human Rights Compliance Assessment (HRCA)*, nel corso del 2009 sono stati condotti tre nuovi *assessment* in altrettanti siti operativi: Algeria, Egitto e Repubblica del Congo. In Nigeria e Kazakistan, i due siti dove erano stati condotti gli *HRCAs* pilota, sono proseguite le attività di condivisione dei risultati degli *assessment* e analisi delle raccomandazioni operative relative ai *gap* rilevati. Per quanto riguarda le attività di *security*, nel corso dell'ultimo anno, sono state realizzate la progettazione e l'erogazione di un modulo sui diritti umani nell'ambito di un più vasto percorso formativo rivolto ai *Security Manager*, e la sperimentazione di uno specifico momento formativo rivolto al personale degli istituti di vigilanza. Per quanto concerne, invece, i contratti di fornitura di servizi di *security* sta proseguendo il progressivo inserimento di clausole specifiche, che consentono ad Eni di esercitare un maggiore controllo sui fornitori in caso di violazione dei diritti umani.

L'impegno di Eni per lo sviluppo sostenibile è riconosciuto anche dai principali indici finanziari di Sostenibilità. Nel 2009 l'azienda è stata riconfermata nel *Dow Jones Sustainability Index*, nello STOXX, nel FTSE4GOOD e confermata al secondo posto nell'*Accountability Rating*

Italy 2009. Eni si è classificata inoltre al primo posto sia nella classifica italiana che in quella mondiale del CSR Online Awards 2009. Infine, nel giugno 2009 a New York, l'Amministratore Delegato di Eni è stato insignito del prestigioso Foreign Policy Association's Corporate Social Responsibility Award.

L'impegno del 2009, per quanto riguarda le risorse umane, si è focalizzato sulla realizzazione di iniziative di miglioramento a valle dell'Analisi di Clima e sull'aggiornamento degli strumenti di gestione e sviluppo, con un focus particolare sui processi di *feedback*.

In tema di sicurezza, il progressivo miglioramento dei relativi indici di *performance*, conseguito anche nel 2009, testimonia il costante impegno di Eni per la riduzione degli infortuni per dipendenti e contrattisti e la diffusa attenzione alla prevenzione e mitigazione dei rischi associati ai processi. È proseguito inoltre l'impegno nel miglioramento continuo della gestione delle attività di tutela della salute, portate avanti con un approccio "di sistema" in tutte le attività operative in Italia ed all'Estero, basato sullo sviluppo di un sistema di gestione della salute integrato HSE.

La complessità e la globalità dei temi inerenti allo sviluppo sostenibile ha portato Eni a collaborare attivamente con organizzazioni internazionali di eccellenza nel campo della diffusione della sostenibilità.

Nel 2009 Eni ha affidato al CENSIS un'indagine qualitativa, diretta ai propri dipendenti. Tale indagine ha coinvolto oltre 240 dirigenti e quadri e ha permesso di avere un'interessante panoramica sulla qualità dei rapporti che l'impresa mantiene nei Paesi di presenza, Italia compresa, nonché una visione complessiva su punti di forza e aspetti da migliorare in funzione di obiettivi specifici.

Nel 2009 è proseguito l'impegno nel consolidamento delle relazioni con i Paesi produttori, attraverso la definizione di accordi che integrano al *business* tradizionale azioni volte a promuovere uno sviluppo sostenibile del Paese. Nel 2009 sono stati siglati, infatti, accordi in Angola, Kazakistan, Repubblica Democratica del Congo, Egitto, Pakistan e Turkmenistan.

Eni è da tempo impegnata nella tutela della biodiversità e degli ecosistemi attraverso un approccio organico al territorio, capace di evidenziare rischi e opportunità connesse ad una migliore gestione delle risorse, alla valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale e sociale dei Paesi in cui opera.

Gli obiettivi fondamentali dell'impegno di Eni verso i clienti e i consumatori sono rappresentati dalla sua capacità di declinare, in modo efficiente, il modello di sostenibilità dell'azienda nell'offerta destinata ai clienti e aumentare il dialogo con le associazioni dei consumatori. Eni, infatti, nel corso del 2009 ha sviluppato numerosi progetti volti a migliorare la qualità dei servizi offerti e ad aumentare il grado di soddisfazione dei clienti, nonché a consolidare il sistema di relazioni con le Associazioni dei Consumatori.

Operare in contesti del mondo molto diversi fra loro richiede a Eni di investire in modo consistente perché anche i fornitori locali rispettino i principi che sono alla base della sua condotta. Nel 2009 Eni ha puntato su una serie di progetti volti a: (i) migliorare e sistematizzare la qualifica e il controllo della *supply chain* (sistemi di *vendor management*), comprendente il miglioramento del sistema di gestione e la realizzazione di *audit*, con particolare riferimento ai territori che necessitano una maggiore attenzione (Paesi emergenti, aree critiche); (ii) monitorare e diffondere il rispetto dei principi di sostenibilità nella catena di fornitura; (iii) migliorare il sistema di raccolta dei dati, soprattutto all'estero.

L'impegno Eni e il suo investimento di risorse in tema di tutela dell'ambiente rappresentano obiettivi strategici importanti. I progetti per conseguire al 2012 l'obiettivo di riduzione del 70% delle emissioni da *flaring* (rispetto al dato emissivo del 2007), sono giunti nel 2009 a un elevato stato di avanzamento (in media circa 80%) e sono stati portati a termine numerosi progetti di *water injection*.

L'innovazione tecnologica costituisce un pilastro portante dell'impegno di Eni nel continuo miglioramento del suo modello di sostenibilità. Le tecnologie fin oggi sviluppate hanno l'obiettivo di rendere possibile l'accesso a nuove risorse energetiche, migliorare il loro recupero dal sottosuolo, l'efficienza del loro utilizzo e ridurre l'impatto sull'ambiente.

La ricerca Eni dedica, anche, un impegno particolare alle fonti rinnovabili, principalmente l'energia solare e i biocarburanti. In questo ambito particolare, per conseguire risultati di eccellenza che consentano di superare gli attuali limiti posti delle fonti rinnovabili e trovare soluzioni *breakthrough*, Eni prosegue nella propria politica di alleanze strategiche e collaborazioni basata sulla costruzione di un *network* a livello globale con i principali centri di ricerca nonché nello sviluppo di forti competenze interne.

PERSONE

Le persone che operano all'interno del suo sistema produttivo costituiscono per Eni un patrimonio da salvaguardare e valorizzare con attenti percorsi di crescita manageriale e professionale. La valutazione e lo sviluppo delle risorse umane, la definizione di percorsi formativi mirati al ruolo e alla persona, insieme al rispetto di valori etici comuni, costituiscono fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel tempo. I principali obiettivi che Eni si pone in relazione alle risorse umane sono i seguenti:

- aggiornare costantemente gli strumenti di gestione e sviluppo con un *focus* particolare sui processi di *feedback*, mirandoli sui diversi *target* della popolazione ed estendendoli a tutte le realtà operative dell'azienda;
 - investire sulle differenti tipologie di popolazione attraverso l'individuazione di strumenti mirati nell'ambito di una più generale politica di migliore integrazione e valorizzazione delle risorse interne, coerentemente con un più limitato ricorso alle assunzioni;
 - salvaguardare e sviluppare il *know-how* aziendale a supporto delle strategie di *business*;
 - sostenere l'*engagement* dei dipendenti anche attraverso l'introduzione di strumenti di *welfare* complementare e di sostegno alla conciliazione vita privata – vita lavorativa.
- Una completa informativa sulle modalità di gestione delle risorse umane è presente nel sito *web* www.eni.com sezione "Persone" e nel "Bilancio di Sostenibilità".

Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2009 è di 78.417 unità con un decremento di 463 unità rispetto al 2008, pari allo 0,6%, determinato dal decremento di 1.181 occupati italiani e dall'incremento di 718 occupati locali estero.

I dipendenti assunti in Italia sono 38.299 (48,9% dell'occupazione complessiva), di cui 34.794 operanti in territorio nazionale, 3.282 operanti all'estero e 223 marittimi, con un decremento di 1.181 unità rispetto al 2008.

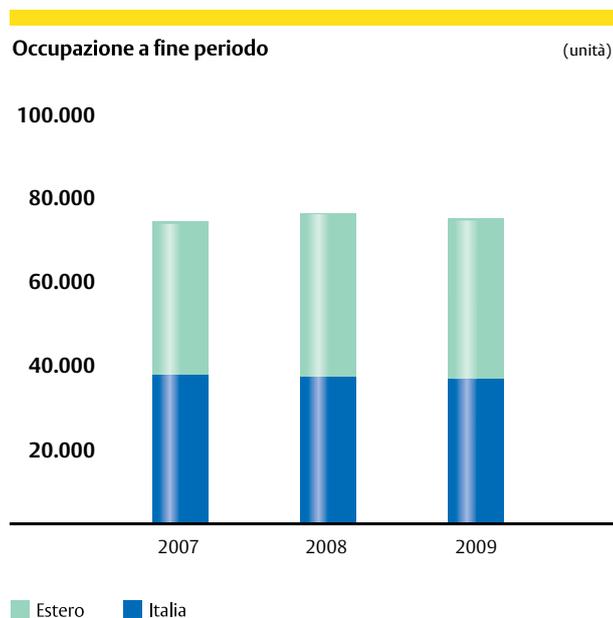
Le diminuzioni hanno interessato tutti i settori di *business*, per le azioni di efficienza in corso di attuazione e per lo slittamento al 2010 per Saipem di alcune commesse.

Nel 2009 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 1.163 assunzioni, di cui 491 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratti di apprendistato (complessivamente 672 unità) hanno riguardato prevalentemente personale laureato (359 unità) e diplomato (282 unità) inseriti in posizioni operative. Nel corso del 2009 sono stati risolti 2.357 rapporti di lavoro, di cui 1.634 a tempo indeterminato e 491 a tempo determinato.

I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 40.118 unità (51,1% dell'occupazione complessiva) con un aumento di 718 unità rispetto al 2008, di cui circa 650 riferite all'inserimento di personale con contratto a termine

Occupazione a fine periodo	(unità)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		9.023	10.891	10.870	(21)	(0,2)
Gas & Power		11.893	11.692	11.404	(288)	(2,5)
Refining & Marketing		9.428	8.327	8.166	(161)	(1,9)
Petrochimica		6.534	6.274	6.068	(206)	(3,3)
Ingegneria & Costruzioni		33.111	35.629	35.969	340	1,0
Altre attività		1.172	1.070	968	(102)	(9,5)
Corporate e società finanziarie		4.701	4.997	4.972	(25)	(0,5)
		75.862	78.880	78.417	(463)	(0,6)

nel settore Ingegneria e Costruzioni, principalmente per nuovi progetti in Nigeria e l'avvio della fase operativa delle attività in Kazakhstan (Progetto Kashagan) e circa 160 riferite all'inserimento di personale locale in E&P, compensati da razionalizzazioni negli altri Settori, in particolare in Ungheria per il settore Gas & Power (Tigaz).



Organizzazione

Nel corso del 2009 è proseguita l'attività di progettazione e attuazione di interventi di adeguamento delle strutture e dei processi organizzativi coerenti con il modello di compagnia integrata adottato da Eni.

I principali interventi di adeguamento delle strutture e dei processi attuati nel 2009 riguardano:

- la centralizzazione delle attività amministrative di Eni SpA in un'unica organizzazione societarizzata (attraverso la cessione dei relativi rami d'azienda a Sofid ridenominata Eni Adfin), al fine di assicurare una maggiore omogeneità e standardizzazione dei processi amministrativi e migliorare l'efficienza e la qualità dei servizi erogati. Inoltre sono state costituite, alle dirette dipendenze del CFO, due nuove unità dedicate, rispettivamente, al presidio delle attività di valutazione e gestione dei rischi industriali (*Industrial Risk Management*) e al presidio delle attività assicurative (Gestione Attività Assicurative). Contestualmente l'unità Assicurazioni è stata soppressa e la società Eni Insurance è stata posta alle dipendenze del CFO;
- la modifica dell'articolazione organizzativa della funzione Approvvigionamenti (ridenominata *Global Procurement and Strategic Sourcing*) con l'obiettivo di rafforzare il presidio sull'estero e ottimizzare il processo di pianificazione degli approvvigionamenti attraverso una

maggiore integrazione con le strutture di linea richiedenti (sono stati costituiti a tal fine specifici *Competence Center* composti da risorse degli approvvigionamenti e da referenti tecnici di linea);

- la ridefinizione dell'assetto organizzativo della direzione Affari Legali, attraverso il consolidamento dell'articolazione per area geografica e il rafforzamento del presidio sulle tematiche di *compliance* e *antibribery* (il nuovo assetto organizzativo è stato formalizzato il 1 dicembre 2009 con decorrenza effettiva 1 gennaio 2010);
- la ridefinizione dell'assetto organizzativo della direzione Strategie e Sviluppo, che ha riguardato in particolare il potenziamento delle attività di indirizzo e controllo in materia di innovazione tecnologica e il presidio integrato delle strategie di lungo periodo;
- l'avvio del progetto "Nuovo sistema normativo Eni" finalizzato a definire un sistema di norme e procedure orientato ai processi, più fruibile ed efficace ed in linea con l'evoluzione del modello organizzativo di Eni. Le attività di progetto hanno visto la conclusione della fase di "disegno" a dicembre 2009 e l'avvio di progetti pilota per testare le soluzioni individuate. Inoltre, a inizio 2010, verrà reso operativo un nuovo sistema informativo di supporto alla consultazione dei documenti, che consentirà anche una vista per processi.

Per quanto riguarda le attività di *business* sono continuate le attività di adeguamento delle strutture organizzative alle esigenze di *business* e ai piani industriali definiti, nonché al perseguimento della massima efficienza nel rispetto delle migliori condizioni di sicurezza e tutela della salute e dell'ambiente.

Gestione e sviluppo delle risorse umane

L'analisi di clima "Eni secondo te 2008" è stata un'occasione importante per raccogliere opinioni e suggerimenti da parte delle persone Eni. In seguito alla rilevazione, Eni ha lanciato nel 2008 e proseguito nel 2009 una serie di iniziative volte a migliorare la comunicazione, la *leadership* e il coinvolgimento, nonché a fornire un supporto sempre maggiore ai fini della conciliazione tra vita privata e vita lavorativa (di cui ai paragrafi successivi). Queste iniziative sono state raccolte in un sito dedicato che sarà lanciato nel 2010, anno in cui sarà progettata la nuova *survey*.

È proseguita l'attività di integrazione e revisione dei diversi strumenti di gestione e sviluppo utilizzati da Eni, che ha portato alla definizione di un nuovo processo di *feedback* formalizzato collegato alla valutazione della *performance* annuale. A supporto del processo di *feedback* è stata avviata nel 2009 la definizione di un "modello di eccellenza Eni", con l'obiettivo di supportare i responsabili nell'attività di valutazione delle risorse e favorire la diffusione di un linguaggio comune. Il modello di eccellenza sarà comuni-

cato a tutte le risorse di Eni e utilizzato nell'ambito dei momenti di valutazione e sviluppo. È proseguita la mappatura di tutte le risorse manageriali attraverso lo strumento della *Management Review* che tiene conto delle potenzialità di sviluppo e dei livelli di *performance* espressi. Per le risorse a più alto potenziale di sviluppo è stata approfondita la valutazione della spendibilità manageriale attraverso strumenti e metodologie specifici. Le risultanze di tali processi hanno contribuito all'aggiornamento del *succession plan*, strumento di supporto al vertice nelle decisioni relative alle risorse manageriali di primario interesse.

L'anno 2009 ha visto, nell'ambito dell'attività di *Compensation & Benefit*, la realizzazione di una serie di progetti e iniziative tese a migliorare l'integrazione delle politiche retributive rispetto ai contesti locali e la congruità dei sistemi di remunerazione rispetto alle prassi di mercato a livello globale.

Un'importante iniziativa ha riguardato l'adeguamento delle politiche retributive di mobilità internazionale, fattore critico per lo sviluppo ed il presidio del *business* all'estero.

In un'ottica di valorizzazione del sistema di *benefit*, è stato intrapreso in Italia un programma di comunicazione a sostegno dell'offerta aziendale in materia di previdenza e assistenza sanitaria integrativa; è stata, inoltre, avviata a livello internazionale la definizione di un modello di *governance* globale dei piani pensionistici e l'estensione delle politiche del *benefit* auto aziendale.

Formazione e comunicazione interna

In risposta alla prima analisi di clima ("Eni secondo te" realizzata nel 2008), nel 2009 sono state realizzate molte attività di formazione finalizzate a sviluppare la *leadership*, migliorare la relazione capo-collaboratore, sostenere la motivazione individuale e favorire le condizioni di un benessere organizzativo diffuso.

A queste iniziative, che includono anche le attività realizzate per i dirigenti coinvolti nel progetto "*feedback 360°*", hanno partecipato oltre 1.100 responsabili di risorse provenienti da tutti i *business*.

Inoltre, a fine 2009 è stata avviata un'attività di formazione mirata ai *manager* chiave, in tema di valutazione e *feedback* ai dipendenti, che proseguirà nei primi mesi del 2010.

Complessivamente nel 2009 sono stati spesi per la formazione 49,2 milioni di euro, di cui 30,4 in Italia e 18,8 all'estero e sono state erogate complessivamente 3.097.487 ore di formazione (1.423.051 in Italia e 1.674.436 all'estero), cui si aggiungono 807.969 ore di formazione e 21,2 milioni di euro di spesa, con riferimento alle società non consolidate in particolare all'estero.

Nel corso del 2009 sono proseguite le attività Eni di svi-

luppo dei sistemi di *knowledge management*: sono stati implementati i sistemi informatici di supporto già in uso e rafforzate le iniziative di *knowledge management* attraverso l'estensione del numero di membri attivi e l'avvio di nuove comunità di pratica nelle divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing, nell'area HSE e in Polimeri Europa. Sono stati avviati progetti nella divisione Gas & Power per la realizzazione del portale di *knowledge management* e lo sviluppo di comunità di pratica sia in Divisione che in EniPower.

Nel 2009 è stato inaugurato il 53° Anno Accademico della Scuola Mattei che dal 1957 svolge attività di formazione post-universitaria e ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente. Dalla sua fondazione ad oggi, la Scuola Mattei ha formato circa 2.600 laureati, di cui il 55% non italiani provenienti da 110 Paesi. L'anno accademico 2009-2010 vede la partecipazione di 59 allievi (31 risorse straniere e 28 risorse italiane).

È stato dato un particolare impulso alle iniziative di comunicazione interna per promuovere una comunicazione sempre più capillare e costante, in grado di agevolare lo scambio di informazioni e di idee. Il Programma *Cascade*, rivolto a tutta la popolazione aziendale con l'obiettivo di trasmettere ad ognuno come, con il proprio lavoro, possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi aziendali, ha coinvolto nel 2009 30.940 persone in 43 Paesi nel mondo ed è stata strutturata in 484 incontri a cascata dislocati in 103 siti.

Tutti i programmi di comunicazione interna sono presenti nel portale *intranet Myeni*, all'interno di una piattaforma unitaria di condivisione delle informazioni a cui hanno accesso circa 31.700 dipendenti.

Inoltre è proseguito il programma di estensione del *Myeni* all'estero, portando il numero di utenti fuori dall'Italia a oltre 5.400 (+34%). Sono stati anche incrementati i canali di comunicazione, utilizzando strumenti quali: *digital signage* (sistema di schermi al plasma gestito da un'unica regia centrale, per diffondere video e *news* in tempo reale); *Myeni news* (versione cartacea per coinvolgere maggiormente i dipendenti che non utilizzano il pc nel loro lavoro); *network* di comunicazione interna (rete internazionale di persone Eni che ha il compito di segnalare esperienze di successo, diffondere informazioni e declinare localmente le iniziative trasversali Eni).

Nel 2009 è stato lanciato il "sito *welfare*" come strumento di comunicazione ai dipendenti, sia delle nuove iniziative sia di quelle preesistenti, con l'obiettivo di valorizzare e rendere più visibile l'impegno di Eni verso le tematiche di conciliazione vita privata – vita lavorativa. Continua l'ideazione di nuove attività e servizi che vadano incontro ai bisogni reali e specifici delle persone Eni, come la gamma dei servizi a supporto della famiglia ed i servizi che favoriscono una migliore gestione di tempo e denaro.

Relazioni industriali

Nel 2009, l'attività di relazioni industriali, attraverso un costante dialogo con le organizzazioni sindacali e la sottoscrizione di specifici accordi, ha svolto una funzione di supporto ai cambiamenti organizzativi che hanno interessato Eni e le sue società controllate.

In particolare, si segnalano i confronti con le organizzazioni sindacali sulla cessione del ramo di azienda "Amministrazione e Bilancio di Eni SpA" da Eni SpA ad Eni Adfin SpA e il trasferimento di alcuni asset e titoli minerari dalla divisione Exploration & Production alle tre *newco* Società Padana Energia SpA, Società Adriatica Idrocarburi SpA e Ionica Gas SpA.

Il dialogo con le organizzazioni sindacali e gli accordi conseguenti sottoscritti hanno consentito inoltre di favorire la realizzazione e il completamento di assetti organizzativi anche per le divisioni Gas & Power e Refining & Marketing. In ambito associativo è stato rinnovato il CCNL dell'Industria Chimica, mentre sono attualmente in corso le trattative per il rinnovo del CCNL Energia e Petrolio e del CCNL Gas Acqua.

Con riferimento al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativo dell'Energia (FASIE), è stato completato il percorso di sintesi e superamento delle preesistenti esperienze dei fondi di settore FIS (aziende Eni) ed ASSIDIM (aziende ex petrolio privato), unificando le condizioni e le modalità di assistenza sanitaria per tutti i lavoratori del settore energia e petrolio, che saranno operative da gennaio 2010.

A livello internazionale, è stato rinnovato, nel mese di marzo 2009, tra Eni e l'*International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers Union (ICEM)* e i sindacati italiani, l'accordo sulle Relazioni Industriali a livello internazionale e sulla responsabilità sociale dell'impresa. Nel mese di giugno 2009 a Lisbona si è svolto il periodico incontro annuale del Comitato Aziendale Europeo (CAE), giunto alla sua 13ª edizione.

Salute

Eni persegue l'impegno di garantire la tutela della salute delle proprie persone, delle comunità che vivono in prossimità dei suoi impianti e di tutti coloro che entrano in contatto in diversi momenti con le sue attività.

In particolare Eni ha adottato un approccio "di sistema" in tutte le attività operative in Italia ed all'estero basato sullo sviluppo di un sistema di gestione della salute integrato HSE in linea con la normativa internazionale OHSAS 18001.

Nell'implementazione del sistema di gestione della salute sono realizzati studi di valutazione del profilo sanitario del Paese e l'analisi dei rischi per la salute attraverso:

- *Health Risk assessment*;
- *Health Survey*;
- verifiche di conformità per Medicina del lavoro ed Assi-

stenza Sanitaria (*Occupational Health & Medical Support Gap Analysis – OH&MS GA*).

Tali metodologie costituiscono la base per lo sviluppo dei piani locali di medicina del lavoro, assistenza sanitaria e gestione delle emergenze.

Al fine di ottimizzare la gestione della salute, Eni sta implementando un sistema documentale esteso a tutte le unità di *business* attraverso l'integrazione dei sistemi già esistenti. Si conferma un forte impegno nelle attività di prevenzione anche all'estero con interventi rispondenti alle Leggi locali e agli *standard* Eni e stabilendo, in assenza di proprie strutture sanitarie, anche accordi di servizio con altre compagnie del settore attive nell'area.

A livello europeo è continuato l'impegno Eni nell'applicazione del Regolamento *REACH (Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals – Regolamento CE n. 1907/2006)*: si stimano in 150 i prodotti/sostanze presenti in Eni coinvolti nell'attuazione di questo Regolamento.

Sicurezza

Eni dedica continuamente un grande impegno e significative risorse alla tutela della sicurezza dei propri lavoratori e contrattisti, delle popolazioni interessate dalle attività, dei propri *asset* produttivi.

Sulla base dell'analisi delle attività, della *performance* e del *benchmarking* verso i *competitor*, ogni anno viene aggiornata una strategia di breve e medio termine (quadriennale) che prevede interventi migliorativi della sicurezza attraverso:

- il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle persone Eni, che quest'anno ha visto anche un rinnovato *focus* sulla sicurezza di processo;
- il supporto tecnologico ed operativo all'attività delle unità di *business*;
- la *compliance* alla normativa italiana Testo Unico salute e sicurezza dopo le correzioni ed integrazioni apportate dal D. Lgs. 106 e analisi dell'impatto sulle diverse attività;
- il miglioramento continuo della *performance* nelle aree critiche.

Su queste linee di intervento sono state avviate le seguenti iniziative:

- nel campo del rafforzamento continuo della cultura della sicurezza nelle persone Eni si segnala il nuovo progetto "*Comunicare la Sicurezza*", sviluppato e promosso da HSOE Corporate e dalla Comunicazione Interna sulla base di un'accurata analisi delle cause di infortunio più ricorrenti, da cui emerge una componente rilevante (oltre il 60%) legata a fattori comportamentali come sottovalutazione del rischio, scarsa concentrazione, ecc. Il progetto è un'iniziativa trasversale a 11 unità di

business, implementata in oltre 100 siti e diretta a dipendenti e a fornitori di servizi (circa 60.000 persone). La prima fase operativa (*Teasing*), partita il 18 dicembre 2009, anticipa la diffusione di importanti messaggi sulla cultura della sicurezza veicolati mediante l'utilizzo di consolidate tecniche mediatiche: grandi affissioni sui luoghi di lavoro, immagini e *slogan* coinvolgenti che accompagnano il soggetto attraverso un percorso di consapevolezza e motivazione;

- l'adozione nelle raffinerie della Divisione R&M della metodologia di sensibilizzazione del *middle management* e delle maestranze denominata *Leadership in Safety*, che è stata sviluppata ed applicata con successo da Saipem in campo internazionale negli ultimi due anni.

In merito al *focus* sulla sicurezza di processo è stato organizzato un importante seminario sul tema che ha coinvolto le unità di *business* con un'ampia partecipazione di direttori e tecnici di stabilimento e di *staff* (oltre 140 partecipanti). Il seminario, aveva l'obiettivo di favorire lo scambio di conoscenze ed esperienze all'interno dell'Eni integrato da interventi sull'approccio europeo alla tematica. Tale iniziativa rientra in un programma di formazione *Top middle management* sugli aspetti HSE, che secondo il modello *Cascade* sarà esteso ai siti operativi.

Per quanto riguarda il supporto tecnologico è stato messo a disposizione delle unità di *business* il *database* INDA-CO per la raccolta, la gestione e la diffusione delle informazioni relativi a incidenti, infortuni, *near miss* e condizioni operative sotto *standard*; le unità di *business* più importanti dal punto di vista industriale hanno provveduto

quindi all'inserimento dei dati mensili precedenti.

Il supporto alle unità di *business* è anche di ordine tecnologico mediante le simulazioni dell'evoluzione di incidenti occorsi (Congo, Italia) con i modelli previsionali Eni, l'evoluzione delle metodologie di gestione delle emergenze a livello internazionale e la partecipazione alle maggiori esercitazioni di emergenza (Archimede, spargimento di petrolio in mare, con Marina Militare, Italia).

Tra le iniziative per il miglioramento continuo della gestione della sicurezza, si evidenziano:

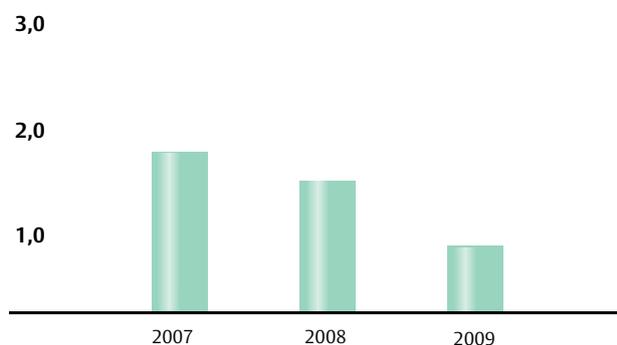
- la linea guida tecnica sulla sorveglianza delle imprese terze;
- il documento di indirizzo sui permessi di lavoro;
- l'aggiornamento dei criteri di *audit* tecnici di sicurezza (in coerenza con il modello di controllo più recente);
- l'evoluzione del *software* 3TER verso la versione *Advanced*, dotata di migliore integrazione e fruibilità dei dati georeferenziati dei siti industriali.

In occasione del sisma in Abruzzo, Eni ha fornito un valido supporto al Dipartimento della Protezione Civile con mezzi operativi e persone qualificate; la nuova sala emergenze HSE ed il personale dell'unità Sicurezza Emergenze Rilevanti hanno garantito il coordinamento tra il Dipartimento e le *business unit* durante le operazioni di messa in sicurezza degli impianti e l'approvvigionamento di carburanti nell'area disastrosa.

L'impegno profuso da tutti nel campo della sicurezza ha portato quindi a risultati ancora una volta positivi confermando il *trend* di miglioramento degli ultimi tre anni.

Indice di frequenza infortuni totali Eni^(a)

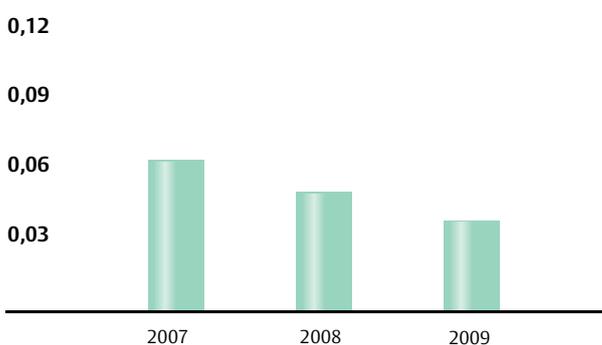
(n. infortuni/ore lavorate x 1.000.000)



(a) Esclusi gli infortuni in itinere.

Indice di gravità infortuni totali Eni^(a)

(n. giornate perse/ore lavorate x 1.000)



(a) Esclusi gli infortuni in itinere.

RAPPORTI CON IL TERRITORIO E LE COMUNITÀ

Il modello di cooperazione e sviluppo nei territori

Una delle caratteristiche distintive del rapporto che Eni instaura con le comunità ed i territori in cui opera – fin dai tempi della “Formula Mattei” – è l’elaborazione di strategie improntate al dialogo, alla cooperazione ed alla creazione di iniziative e progetti per l’attivazione di percorsi di sviluppo, rispettosi delle specificità locali. Gli strumenti, di cui l’azienda si avvale per realizzare il proprio modello di cooperazione nei Paesi in cui opera, sono la promozione di un dialogo aperto e proattivo con i principali interlocutori; la definizione di accordi integrati (*Memorandum of Understanding* o Protocolli d’Intesa) con i soggetti dei Paesi o delle Regioni; la promozione del *local content*, attraverso il potenziamento delle filiere di fornitura locale; il sostegno ad iniziative di sviluppo per l’autodeterminazione dei sistemi socioeconomici locali; l’azione filantropica integrata di Eni Foundation.

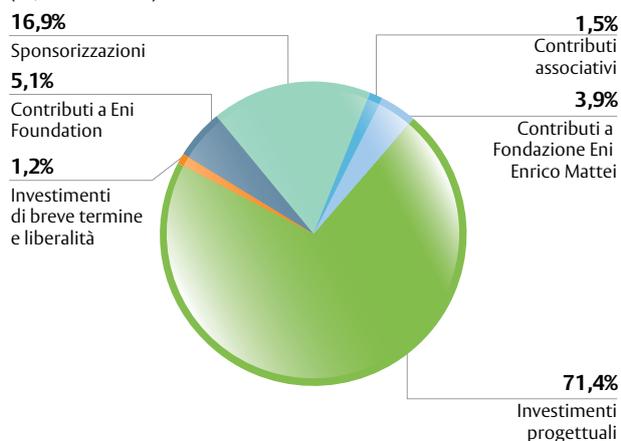
Nel 2009 è proseguito l’impegno nel consolidamento delle relazioni con i Paesi produttori, in primis attraverso la definizione di accordi che integrano, al *business* tradizionale, azioni volte a promuovere uno sviluppo sostenibile del Paese. Le azioni condotte confermano l’impegno verso le Regioni di maggior interesse strategico, con particolare riferimento alla Regione Sub-Sahariana, la cui presenza operativa risale ai primi anni ‘60 e dove Eni è attiva nei principali Paesi produttori, quali l’Angola, la Nigeria, la Repubblica del Congo, il Gabon e il Mozambico. Nel 2009 sono stati siglati accordi in Angola, Kazakhstan,

Repubblica Democratica del Congo, Egitto, Pakistan e Turkmenistan. Nel febbraio 2009, in Angola, Eni ha firmato con Sonangol i primi accordi previsti nel *Memorandum of Understanding* che comprendono il contributo alla crescita sostenibile delle infrastrutture energetiche nel Paese e l’implementazione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani. Nell’ambito dell’*agreement* di cooperazione siglato con il Ministero del Petrolio egiziano, Eni si è impegnata a mettere a disposizione le proprie infrastrutture e le competenze di Eni Corporate University per un programma congiunto di formazione, finalizzato allo sviluppo di risorse selezionate di alto profilo. Nel novembre 2009 è stato firmato un accordo di collaborazione con la Repubblica del Turkmenistan, nell’ambito del quale Eni si impegna a definire un intensivo piano di formazione per il personale locale. In Basilicata, è stato sottoscritto l’Addendum al Protocollo di Intenti tra Regione Basilicata ed Eni, che attiva gli accordi attuativi per lo “Sviluppo sostenibile” e per la “Gestione del sistema di monitoraggio ambientale” sulle attività *upstream* in Val d’Agri, con l’erogazione di importi annuali, nel corso rispettivamente di 10 e 15 anni, per un valore complessivo circa 67 milioni di euro. Infine, lo scorso anno, Eni ha siglato con il Ministero dell’Istruzione e dell’Università degli Studi dell’Aquila un Protocollo d’intesa per l’avvio del progetto “Un ponte per l’innovazione”.

Nel 2009 la spesa complessiva per il territorio è stata pari a 98,6 milioni di euro.

Spese per il territorio

(98,6 milioni di euro)



Il coinvolgimento delle comunità e la conoscenza del territorio

Eni si pone come parte integrante del territorio nel quale opera aprendo in maniera proattiva spazi di dialogo e confronto con le comunità locali. Il coinvolgimento degli *stakeholder* a livello locale è previsto in ogni fase di progetto di *business*. Inoltre, per gestire e valutare gli effetti dell'attività di Eni sui territori in cui opera, Eni conduce studi di fattibilità e valutazioni di impatto. Al fine di migliorare e affinare questi strumenti, alla fine del 2009, Eni ha intrapreso una collaborazione con *International Business Leaders Forum (IBLF)*, con l'obiettivo di integrare criteri di valutazione degli impatti direttamente connessi ai diritti umani nelle pratiche di *business* (analisi di impatto).

Nel corso del 2009, nell'ambito delle attività di esplorazione e produzione Eni, sono stati realizzati numerosi studi di valutazione e analisi degli impatti ambientali e sociali, dei rischi sociali e di salute (*ESIA - Environmental and Social Impact Assessment, SIA - Social Impact Assessment, EIA - Environmental Impact Assessment, HIA - Health Impact Assessment, SBA - Social Baseline Assessment*) in Algeria, Angola, Congo, Mali, Indonesia, Italia, Mozambico, Nigeria, Australia, India e Pakistan.

Lo sviluppo del territorio

Eni si pone l'obiettivo di creare opportunità per i territori di presenza, nel rispetto della direzione scelta dalle comunità locali, attraverso programmi e progetti sempre più integrati e di lungo termine, come ad esempio il *Green River Project*, che sin dal 1987 sostiene e accompagna lo sviluppo delle comunità locali nelle aree di operatività Eni in Nigeria.

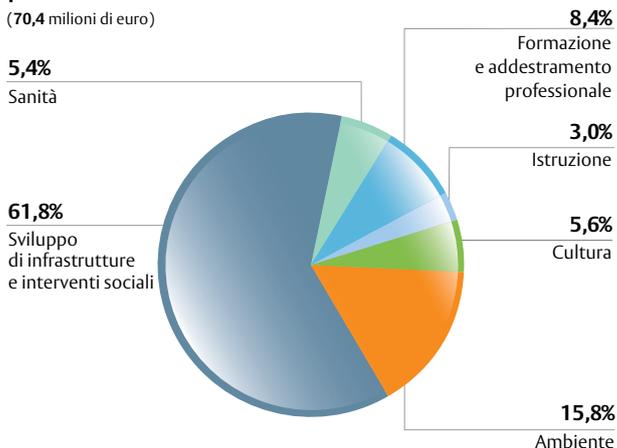
Nel 2009 sono state avviate numerose iniziative per lo

sviluppo delle filiere socio-economiche locali, attraverso il potenziamento del procurato locale, le azioni di micro-credito, il *local empowerment*, la formazione professionale e per la dotazione di infrastrutture e servizi di base per le comunità.

Nel 2009 sono stati investiti a favore delle comunità 70,4 milioni di euro, di cui più del 60% per lo sviluppo di infrastrutture e interventi sociali.

Investimenti a favore delle comunità per settore di intervento 2009

(70,4 milioni di euro)



Nel 2009 è proseguito in Basilicata, in collaborazione con FEEM e con il Consorzio Aaster, il progetto "Missione di Comunità", che ha visto la realizzazione di attività di coinvolgimento territoriale, tra cui incontri e momenti di pubblico dibattito con attori territoriali per la promozione turistica, consorzi di imprese e parti sociali.

Un'attenzione particolare è stata posta nel 2009 alla valorizzazione della filiera del turismo e a quella delle piccole imprese, legate all'indotto Eni, con la realizzazione di un percorso naturalistico-didattico e l'inaugurazione del centro didattico "Energia e Territorio", nei pressi del Comune di Calvello. Eni ha poi avviato, in collaborazione con Civita, il progetto volto alla valorizzazione del patrimonio culturale locale, che interessa 23 comuni della Val d'Agri e della Val Camastra e che ha visto la realizzazione di studi e analisi di contesto. Inoltre ha realizzato attività volte alla valorizzazione degli itinerari naturalistici e ha avviato, in collaborazione con Shell, nell'ambito di uno specifico Protocollo di Intesa con la Soprintendenza dei Beni Culturali della Regione Basilicata, il progetto di recupero e valorizzazione del sito archeologico della Villa Romana di Barricelle.

Nel maggio 2009, Eni ha sottoscritto un protocollo con l'Università degli Studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione denominato "Un ponte per l'innovazione", volto a sostenere la ricerca e a favorire in modo sostenibile la ripresa economica del capoluogo aquilano, colpito dal disastroso sisma avvenuto nel mese di aprile, attraverso la dotazione di risorse umane, finanziarie e strutturali.

In Kazakhstan nel 2009 sono stati investiti 7 milioni di dollari per la realizzazione di corsi di formazione professionale per i dipendenti locali, e circa 10 milioni di dollari per infrastrutture quali scuole, ospedali e centri sportivi e culturali, con l'obiettivo di favorire le politiche di sviluppo sociale ed economico del Paese.

In Pakistan è proseguito, nel 2009, con un investimento di 420 mila dollari, il *Bhit Rural Support Program (BRSP)*, un programma di sviluppo rurale basato sulla promozione delle capacità locali per la realizzazione di iniziative di sviluppo del contesto e quindi sul coinvolgimento diretto delle comunità nella definizione e attuazione di

attività quali progetti di formazione professionale e di microcredito per l'avvio di piccole imprese, la creazione e gestione di infrastrutture per il miglioramento delle condizioni di vita delle comunità locali, attività di supporto all'allevamento e all'agricoltura.

A Timor Est è proseguito il programma integrato di sviluppo rurale avviato nel 2008 in *partnership* con l'ONG internazionale *Care* e finalizzato al miglioramento della salute e delle condizioni di vita di 6 villaggi dei Distretti di Bobonaro e Covalima. Sono stati realizzati più di 100 corsi di educazione alimentare e alla salute, la fornitura di 140 orti e la formazione di 364 produttori agricoli.

Paese	Ambito tematico / attività 2009
Algeria	Realizzazione di infrastrutture per l'elettrificazione a energia solare e la fornitura idrica in collaborazione con la Fondazione Sonatrach-Tassili; a Setif, formazione e impiego di tecnici locali per le attività di restauro del mosaico di Bacco (età romana); sponsorizzazione del 2° Festival Culturale Panafricano; valutazioni di impatto ambientale e sociale.
Angola	Firma di alcuni degli accordi specifici previsti dagli <i>item</i> dell'accordo quadro (MoU) tra cui il Protocollo di cooperazione per l'educazione siglato con Sonangol.
Australia	Realizzazione di attività di <i>empowerment</i> locale e di progetti di <i>capacity building</i> e sostegno all'imprenditoria locale aborigena; campagne per la tutela della salute delle donne e dei bambini; sostegno e valorizzazione della cultura aborigena valutazioni di impatto sociale.
Repubblica del Congo	Realizzazione di infrastrutture idriche, progetti di sviluppo agricolo e di edilizia scolastica; costituzione del Comitato di Monitoraggio e del Gruppo di Lavoro per il progetto pilota "Palma da olio".
Ecuador	Realizzazione di infrastrutture stradali e per rifornimento idrico; edilizia sanitaria e scolastica; firma di accordi di cooperazione con le comunità indigene nell'area di influenza del Villano Project.
Egitto	Campagne di sensibilizzazione sulla sicurezza stradale; realizzazione di corsi sulla salute e sicurezza; sostegno alle strutture sanitarie; sostegno all'istruzione con erogazione di borse di studio.
India	Analisi del contesto sociale nelle isole Andamane.
Indonesia	Realizzazione di infrastrutture stradali; iniziative a supporto dello sviluppo agricolo; sostegno a progetti di chirurgia specializzata; valorizzazione del patrimonio culturale locale; valutazioni di impatto ambientale e sociale.
Italia	Basilicata – Sottoscrizione dell'Addendum al Protocollo di Intenti tra Regione Basilicata ed Eni; supporto allo sviluppo della filiera turistica locale e avvio/rafforzamento delle relazioni con i protagonisti delle filiere di sviluppo; valorizzazione di itinerari naturalistici e realizzazione del percorso naturalistico didattico; realizzazione del primo bilancio sociale territoriale della Val Camastra (FEEM); istituzione del "Tavolo di Garanzia" tra Eni e gli <i>stakeholder</i> locali; realizzazione di corsi di formazione per i giornalisti (con FEEM) e di iniziative didattiche; recupero e valorizzazione del patrimonio culturale locale; valutazioni di impatto ambientale e per la salute. L'Aquila – firma del Protocollo d'intesa per l'avvio del progetto "Un ponte per l'innovazione". Ravenna – Valutazione di impatto socio-economico.
Kazakhstan	Realizzazione di infrastrutture per l'edilizia sanitaria, scolastica e comunitaria, per la fornitura di gas e di acqua; promozione di attività di <i>empowerment</i> locale per l'imprenditoria; sostegno alla cultura, formazione e addestramento; valutazioni di impatto sociale.
Libia	Realizzazione di infrastrutture per l'edilizia sanitaria e scolastica; riabilitazione del complesso museale e creazione di un nuovo itinerario nel Sito Archeologico di Sabratha; studio per la gestione dei rifiuti solidi urbani, speciali e ospedalieri; inaugurazione del laboratorio di analisi del Dipartimento di ingegneria ambientale dell'Università di Sabratha - Seventh of April University; supporto al programma di cura per malati di AIDS; valutazioni di impatto ambientale.
Mali	Realizzazione di pozzi d'acqua per le comunità locali alimentati ad energia solare; progetti di formazione per personale medico e sanitario locale; valutazioni di impatto ambientale e sociale.
Mozambico	Ripristino della rete idrica; realizzazione di corsi di formazione e addestramento; valutazioni di impatto ambientale.
Nigeria	Firma del MOU per realizzare azioni nel campo della scolarizzazione, della fornitura di energia, della tutela della salute, delle infrastrutture e della difesa delle aree costiere; potenziamento delle reti idriche e stradali, infrastrutture civili, sanitarie e scolastiche; realizzazione di progetti di microcredito, sviluppo delle risorse umane, sostegno all'imprenditoria rurale; erogazione di borse di studio; valutazioni di impatto ambientale.
Norvegia	Realizzazione di un centro di <i>bird watching</i> ; programmazione lavori per la costruzione dell'Artic Slow Food Centre; progetti scolastici per l'accrescimento delle conoscenze sulle tematiche industriali.
Pakistan	Firma di accordi di partenariato per il triennio 2010-13 con ONG locali; realizzazione di progetti integrati di supporto rurale con attività di <i>capacity building</i> ; realizzazione di infrastrutture idriche, edifici e servizi sanitari; supporto alle attività di strutture mediche; corsi per la promozione della sicurezza alimentare, corsi di computer, progetti scolastici; valutazioni di rischio sociale.
Timor Est	Realizzazione di progetti integrati di sviluppo rurale per la promozione dell'imprenditoria locale, l'educazione alla salute e alla nutrizione, la formazione e <i>capacity building</i> ; programmi di educazione all'igiene, alla nutrizione, ai diritti dell'infanzia e alla tutela della salute infantile e materna; valutazioni di impatto ambientale.

Eni Foundation

Nel 2009 è proseguito e si è rafforzato l'impegno della Fondazione soprattutto nel continente africano, in particolare nell'ambito di iniziative a sostegno della salute dell'infanzia e delle donne. Sono in corso i progetti "Salissa Mwana" e "Kento Mwana" nella Repubblica Democratica del Congo e il "Progetto Kilamba Kiayi" in Angola. Nel 2009, nella Repubblica Democratica del Congo, quasi 5.000 donne in stato di gravidanza si sono rivolte ai centri sanitari preposti che mettono a disposizione test e protocolli di prevenzione per HIV. In Angola circa 150 mila bambini hanno beneficiato di un programma di miglioramento delle condizioni di salute.

La tutela e la valorizzazione degli ecosistemi

Eni è da tempo impegnata nella tutela della biodiversità e degli ecosistemi attraverso un approccio organico al territorio, capace di evidenziare rischi e opportunità connesse ad una migliore gestione delle risorse, alla valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale e sociale dei Paesi in cui opera.

Nel corso del 2009 sono state, inoltre, raccolte numerose informazioni all'interno del *World Database on Protected Areas (WDPA)*, sviluppato attraverso l'iniziativa "Proteus 2012" promossa da *United Nations Environmental Program (UNEP) - World Conservation Monitoring Centre (WCMC)*, a cui Eni ha aderito dal 2008 con l'obiettivo di mappare i siti operativi rispetto alla presenza di biodiversità riducendo così i rischi derivanti dall'operare in questi contesti.

Dal 2009, Eni fa parte anche dell'*Environmental Services, Tools & Markets Working Group* promosso da *Business for Social Responsibility (BSR)*, che rappresenta, ad oggi, la più importante iniziativa dedicata alle imprese per il confronto e l'analisi degli strumenti e delle metodologie più all'avanguardia per la valutazione dei servizi ecosistemici in tutto il ciclo di vita degli impianti.

La cultura dello sviluppo sostenibile

La promozione e il sostegno della cultura, quale leva per l'educazione e la formazione delle nuove generazioni, sono diventati un tratto distintivo di Eni.

Eni sostiene la ricerca scientifica collaborando a progetti internazionali e finanziando borse di dottorato. Nel 2009 è stata affidata a Eni Corporate University (ECU) l'attività di gestione e di coordinamento di tutte le iniziative formative e di ricerca portate avanti in collaborazione con le Università e i Centri di Ricerca.

Gli investimenti sostenuti nel 2009 con Università e Centri di Ricerca sono stati pari a 28,5 milioni di euro (49% in Italia, 51% all'estero). Più della metà delle collaborazioni ha riguardato le attività di ricerca (compresi i contratti di

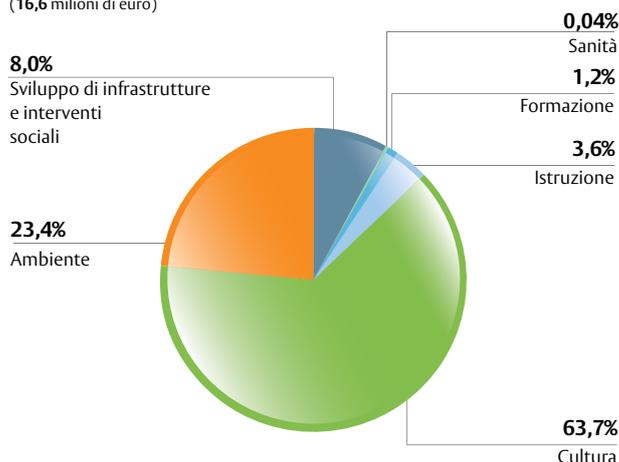
servizio), il 17% le attività di formazione e 23% borse di studio e altri contributi.

Nel maggio 2009 Eni ha firmato un Protocollo di Intesa con l'Università degli Studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, dando il via al progetto "Un ponte per l'Innovazione". Il Protocollo prevede l'accoglienza in strutture Eni di dottorandi, ricercatori e stagisti dell'Università, la progettazione e costruzione di un Centro di Ricerca a titolo di contributo a favore dell'Ateneo abruzzese e l'elaborazione di uno studio di fattibilità per la verifica della sostenibilità tecnico-economica di una Centrale di teleriscaldamento presso l'Aquila.

Eni sostiene la cultura anche attraverso sponsorizzazioni selezionate in base a criteri quali l'affinità all'immagine e all'identità dell'azienda, il legame con il territorio, l'aderenza agli obiettivi commerciali e l'alta visibilità mediatica, sempre secondo principi di Sostenibilità.

Nel 2009 Eni ha sponsorizzato progetti e iniziative per un valore complessivo di 16,6 milioni di euro.

Sponsorizzazioni per settore di intervento 2009
(16,6 milioni di euro)



Nel 2009 Eni è stata *partner* istituzionale delle attività Museali della Fondazione Musei Civici di Venezia e ha portato avanti il sostegno a importanti manifestazioni culturali sul territorio italiano, quali il Festival di Mantova e il Festival di Ravenna. Eni è stata, inoltre, *partner* della seconda edizione del Festival della Città e del Territorio di Ferrara incentrato sul tema "comunità" declinata in tutte le sue anime.

Attraverso l'Archivio Storico di Eni, nel 2009, è stata condotta una ricerca storica sul *brand* di Eni, nell'ambito delle attività di comunicazione sulla "new identity" ed è stata realizzata la *fiction* "Enrico Mattei, l'uomo che guardava al futuro", in collaborazione con Rai e Lux Vide, una delle *fiction* più viste nella storia della televisione italiana. Infine, l'archivio ha partecipato al primo *European Oil and Gas Archives Network*, svoltosi in Norvegia, insieme

ad alcuni dei più importanti *player* del settore, da Total a ConocoPhillips a Hydro Statoil.

Le attività della Fondazione Eni Enrico Mattei

La Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) ha compiuto quest'anno venti anni di attività di ricerca nel campo dello sviluppo sostenibile, ed è oggi considerata uno dei centri di eccellenza internazionali nello studio di tematiche energetiche e ambientali.

La Fondazione oggi affianca Eni in azioni volte a favorire lo sviluppo sostenibile sul territorio e in particolare nella regione Basilicata, attraverso attività di formazione, di ricerca e di supporto alle istituzioni locali.

Il 2009 è stato un anno importante sul fronte della ricerca: nell'anno in cui i governi di tutti i Paesi del mondo si sono riuniti a Copenaghen per stabilire un accordo sulle future politiche per il clima (COP15), la FEEM ha cercato di quantificare la sostenibilità attraverso indicatori complementari al Pil.

Il 2009 è stato un importante anno di innovazione anche sul fronte della promozione della ricerca, della divulgazione scientifica e della comunicazione, tre fattori che hanno contribuito a confermare la rilevanza e l'elevato impatto della FEEM.

Sono confermati nel 2009 anche gli importanti accordi di collaborazione in essere con prestigiose istituzioni nazionali ed internazionali quali la Fondazione Giorgio Cini di Venezia e l'americano Monitor Group.

LA RESPONSABILITÀ AMBIENTALE

Scenario di riferimento

L'impatto sull'ambiente delle attività produttive è da anni oggetto di un'abbondante e sempre più stringente normativa nazionale ed europea. Nel 2009 il legislatore ha confermato questa tendenza. A livello nazionale la Legge 68/2009 delega il Governo ad adottare, entro il 30 giugno 2010, Decreti Legislativi recanti disposizioni integrative e correttive del "Codice Ambientale", volti a semplificare e riordinare la normativa ambientale – D. Lgs. 152/2006. Con il Decreto Ministeriale del 17 dicembre 2009 viene introdotto il sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (Sistri). Anche il quadro normativo europeo è stato fortemente modificato. Ad aprile è stata pubblicata la Direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio. Dal 10 ottobre è in vigore la disciplina sanzionatoria REACH. Nel mese di novembre l'UE ha ufficializzato l'avvio del nuovo Registro E-PRTR (*European Pollutant Release and Transfer Register*) che contiene i dati annuali 2007 di oltre 24.000 complessi operanti in 65 attività economiche. Alla fine del 2009 è entrato in vigore il nuovo regolamento EMAS (n.1221/2009). A fine dicembre è stata emanata la decisione della Commissione Europea che determina un elenco dei settori e dei sottosettori ritenuti esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Nonostante il *trend* in continua crescita della normativa ambientale, Eni cerca di portare avanti le proprie attività andando oltre il semplice rispetto della normativa vigente. In tutte le attività produttive Eni applica le *best practices* di riferimento garantendo un'alta qualità dei prodotti nel rispetto delle risorse ambientali. Eni applica e promuove i più efficienti sistemi di gestione ambientale, sensibilizza il *management* sugli aspetti ambientali, utilizza le migliori tecniche disponibili, garantisce alle proprie risorse ampia formazione ambientale. Eni persegue obiettivi di *performance* ambientali sempre più ambizio-

si, estendendo alti *standard* ambientali anche ai fornitori ed appaltatori e presso le proprie consociate estere. Una completa informativa sulla riduzione dell'impronta ambientale è consultabile al sito *web* www.eni.com "Sezione Sostenibilità" e nel "Bilancio di Sostenibilità".

Gestione ambientale

Eni persegue l'obiettivo di un'elevata *performance* ambientale delle proprie attività grazie ad estesi programmi di certificazione del Sistema di Gestione HSE, implementato in tutte le aree di *business* ed in linea con il Modello di Sistema di Gestione, aggiornato a gennaio 2010. Nella primavera 2009, è stato pubblicato da EPA (*US Environmental Protection Agency*) l'articolo "Eni Success Story" che attesta la partecipazione Eni nell'ambito della *partnership* internazionale M2M (*Methane to Markets*) e conferma un contributo importante dell'azienda alle iniziative innovative intraprese per la riduzione delle emissioni di metano. Il progetto promuove il recupero di metano ed il suo utilizzo come fonte di energia pulita per favorire la crescita economica e la sicurezza energetica, migliorare la qualità dell'aria e ridurre le emissioni di gas serra. Nel corso del 2009 sono state ulteriormente rafforzate le attività di pianificazione e di controllo periodico: il processo di pianificazione ha permesso di definire obiettivi di miglioramento complessivi Eni relativi ai temi ambientali più significativi e di inserire nel Piano industriale i progetti che ne permetteranno il loro soddisfacimento. Attualmente è in fase di completamento il progetto Eni PRTR (*Pollutant Release and Transfer Register*) di implementazione del sistema informativo centralizzato per i moduli Aria, Acqua, Suolo e Rifiuti. Il progetto è volto a soddisfare i requisiti dettati dal Regolamento Europeo 166/2006/CE finalizzato alla messa a punto di un Registro europeo integrato delle emissioni e dei trasferimenti di

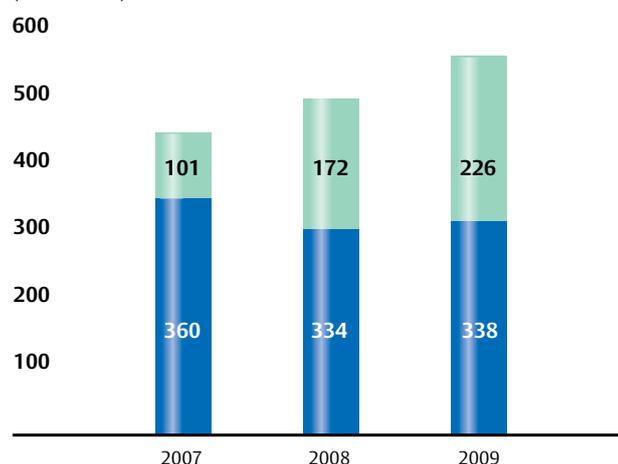
sostanze inquinanti e consentirà di integrare, uniformare e migliorare la gestione ambientale a livello centrale, in termini di monitoraggio delle *performance*. Il sistema, in fase di rilascio alle *Business Unit*, sarà operativo per la raccolta dei dati ambientali 2010.

Nel 2009 Eni ha ottenuto 5 autorizzazioni integrate ambientali (AIA) per 4 siti di competenza nazionale (Raffineria, Centrale elettrica, Piattaforma, Petrochimico) mentre gli altri siti si trovano in una fase avanzata del procedimento.

Nell'ambito del piano di certificazione, si rileva la registrazione secondo la norma internazionale ISO 14001 della quasi totalità dei sistemi di gestione delle unità operative più rilevanti.

Spesa per la tutela del suolo

(milioni di euro)



■ Spese correnti ■ Investimenti

Il *know how* aziendale nel campo HSE è gestito anche attraverso l'area professionale, che è lo strumento di cui Eni si è dotata per la valorizzazione delle risorse che lavorano nel campo HSE con particolare attenzione al loro patrimonio di conoscenze ed *expertise*.

A sostegno dell'area professionale HSE sono state sviluppate CoP trasversali che garantiscono la circolazione e la condivisione della conoscenza ed esperienza tra le diverse attività di *business* di Eni, al fine di ottimizzare le sinergie tra i diversi settori operativi.

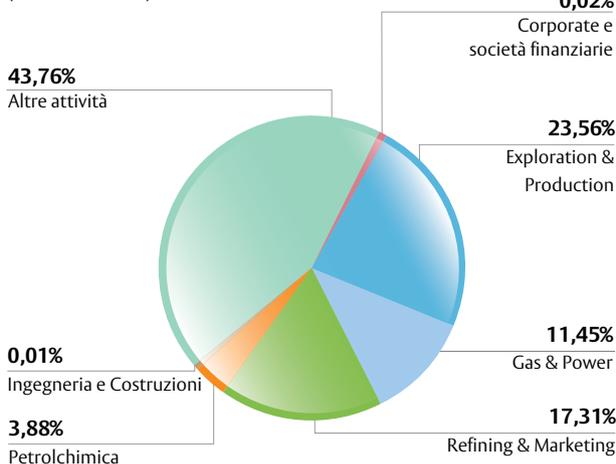
Uso razionale delle risorse naturali

La minimizzazione dell'uso delle risorse naturali ed il controllo degli impatti, obiettivi prioritari della gestione ambientale sostenibile, sono ottenuti adottando le migliori tecnologie disponibili e pratiche di gestione

In Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di registrazione EMAS, mentre numerose consociate estere, impianti petrolchimici e reti di gasdotti hanno ottenuto la certificazione integrata con i sistemi di gestione della sicurezza (OHSAS 18001) o della qualità (ISO 9000) o con entrambi (certificati di eccellenza). Per il settore Exploration & Production 23 società operatrici hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 su un totale di 37; nel settore petrolchimico già nel corso del 2008 è stata completata la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi, già conseguita per la raffinazione. Per il settore elettrico la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi è pianificata per il 2010.

Spesa per la tutela del suolo 2009

(564 milioni di euro)



in grado di assicurare un adeguato controllo dei rilasci nelle matrici ambientali: aria, acqua e suolo.

Eni è costantemente impegnata nella riduzione delle emissioni in atmosfera, assicurando investimenti volti al miglioramento tecnologico dei sistemi di monitoraggio e di abbattimento. Grazie all'impiego delle *Best Available Techniques*, è possibile riscontrare, presso le installazioni Eni, un buon livello di controllo e monitoraggio delle emissioni dei principali inquinanti in atmosfera (es. monossido di carbonio, ossidi di azoto, biossido di zolfo, particolato e composti aromatici). Le emissioni di SO₂ e NO_x si sono ridotte nel 2009 rispettivamente del 5% e 3%.

Inoltre, lo sviluppo e l'adozione di programmi di efficienza energetica, finalizzati ad ottimizzare l'utilizzo dell'energia nei processi industriali, garantiscono il contenimento di tutte le emissioni in atmosfera. Eni da

tempo è impegnata nell'utilizzo di combustibili a basso impatto ambientale e promuove l'impiego del gas naturale con benefici anche per la qualità dell'aria.

La razionalizzazione dell'uso della risorsa acqua è ottenuta privilegiando lo sviluppo di cicli produttivi integrati basati sul re-impiego delle acque di processo. Nel 2009 i consumi di acqua dolce si sono ridotti del 5%. Nel settore Exploration & Production, i progetti di *water injection* consentono di mantenere la pressione in giacimento, riducendo gli impatti ambientali dello scarico delle acque di formazione.

Nel corso del 2009 le acque di produzione re-iniettate in giacimento da E&P sono aumentate per via delle attività di reiniezione in Libia (nel campo di Bouri – operativo da giugno 2009 – e in quello di Bu Attifel, il cui completamento è previsto nel primo trimestre 2010), in Egitto (la percentuale di reiniezione, pari al 40% nel 2008, alla fine del 2009 è giunta al 50%); in Algeria (a partire dalla seconda metà del 2010 la reiniezione in pozzo raggiungerà il 100%); in Indonesia (nel 2008 tutte le acque di produzione dei siti di Badak, Nilam e Sembahrah sono state reiniettate in giacimento, nel 2009 il progetto è stato esteso anche ai campi di Pamaguan e Mutiara) e in Kazakistan, dove negli insediamenti destinati al personale e nelle nuove *facilities* realizzate *offshore* per il progetto Kashagan sono stati realizzati impianti di trattamento delle acque reflue che hanno consentito di ridurre la quantità di acqua potabile da approvvigionare. Inoltre, nel 2009 sono proseguite le attività per l'elaborazione dello *standard* sulla minimizzazione dei consumi e degli scarichi idrici, che hanno già portato ad una riduzione dei consumi idrici di KPO del 17% rispetto al 2008.

La gestione dei rifiuti prodotti è realizzata mediante l'ottimizzazione dei processi produttivi, l'individuazione di iniziative finalizzate a limitare il ricorso alle discariche e il controllo sempre più rigoroso sugli operatori terzi utilizzati. Continua inoltre la pianificazione e gestione delle attività di dismissione/demolizione di impianti industriali, degli interventi di bonifica di suoli e falde e del ripristino ambientale, secondo prassi e procedure nel rispetto della sostenibilità ambientale. I rifiuti da attività produttive sono paragonabili ai quantitativi del 2008 (circa 1.6 milioni di tonnellate).

Per quanto concerne la gestione dei rifiuti, nel 2009 la Divisione Exploration & Production ha dato seguito all'*assessment* in materia svolto l'anno precedente, con l'emissione di uno standard relativo al "*Waste Management Planning*" di indirizzo per tutte le consociate, che prevede un processo di pianificazione, annuale e quadriennale. Ciò consentirà di monitorare e programma-

re la gestione delle diverse tipologie di rifiuti prodotti, individuando, ove possibile, anche obiettivi di miglioramento.

Nel settore petrolchimico sono proseguiti gli interventi tecnici e gestionali per la riduzione dei rifiuti totali da attività produttive, mentre Syndial ha attivato un programma per la gestione delle bonifiche in-situ volto a limitare la generazione di rifiuti.

Eni, al fine di tutelare le aree nelle quali opera, ha definito responsabilità e modalità operative per ridurre l'impatto negativo sull'ambiente derivante dagli *oil spill*; gli strumenti operativi prevedono la collaborazione con società esterne e/o organizzazioni internazionali specializzate. In tale ottica, Eni ha sviluppato numerosi progetti di "*oil spill assessment/response/plan*", molti già giunti a completamento. Durante il 2009 è proseguita nelle installazioni industriali della Divisione Refining & Marketing la realizzazione di misure impiantistiche migliorative, sia di prevenzione che di contenimento; nei prossimi anni continuerà l'impegno in tale ambito, con numerosi interventi già pianificati.

Nel 2009, nel settore Exploration & Production sono avvenuti 287 *oil spill* per un totale di 21.574 barili di olio sversato (in aumento rispetto al 2008). Il 71% della quantità sversata è dovuta ad atti di sabotaggio, mentre il volume relativo agli incidenti è in aumento del 33%.

In linea con la crescente sensibilità internazionale volta alla *Green Remediation*, Eni ha fatto proprio il concetto di bonifica sostenibile, cioè con un'attenzione rivolta a tutti gli aspetti ambientali anche esterni al sito, al fine di poter progettare e realizzare interventi di risanamento proteggendo l'ambiente a costi sostenibili e creando valore per la comunità.

Cambiamenti climatici ed emissioni

Il Piano di azioni Eni volto alla mitigazione dei cambiamenti climatici, finalizzato nel corso del 2009, è basato su progetti di riduzione del *gas flaring*, progetti di risparmio energetico per l'aumento dell'efficienza degli impianti e progetti di ricerca e sviluppo di tecnologie per il contenimento delle emissioni di CO₂.

In particolare, l'impegno di Eni si focalizza sui seguenti temi:

- **riduzione delle emissioni da gas flaring:** la divisione Exploration & Production conferma nel proprio piano industriale un *target* di riduzione del *gas flaring* del 70% entro il 2012 rispetto ai livelli del 2007. Al fine di raggiungere tale obiettivo, sono previsti investimenti volti alla realizzazione di nuove e moderne infrastrutture quali condotte per il trasporto gas,

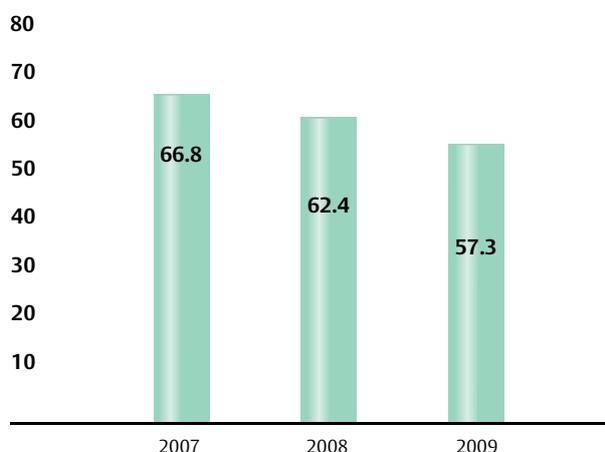
centrali termoelettriche ad alta efficienza e impianti di liquefazione gas;

- **aumento dell'efficienza in tutta la filiera energetica:** dalle attività di produzione (inclusa la riduzione del gas *flaring/venting*) al trasporto e conversione dell'energia, agli usi finali; la Divisione Gas & Power collabora con i clienti finali, erogando servizi di consulenza tecnica per realizzare iniziative di risparmio energetico;
- **studi di fattibilità e programmazione di interventi basati su fonti energetiche rinnovabili** (es. fotovoltaico, biomasse ed eolico);
- **processi di cattura e confinamento geologico della CO₂:** nell'ottobre 2008 Enel ed Eni hanno firmato un accordo strategico per realizzare il primo progetto integrato per la cattura, il trasporto e la sequestrazione geologica dell'anidride carbonica;
- **promozione del metano per autotrazione** quale carburante a basso impatto ambientale che permette anche una riduzione delle emissioni di anidride carbonica rispetto agli altri combustibili;
- **gestione della partecipazione di installazioni allo schema europeo di Emission Trading** che, oltre ad assicurare il rispetto della *compliance*, prevede – attraverso l'attività di un team di gestione dei *greenhouse gas* – la focalizzazione sugli aspetti tecnici, economici, finanziari ad esso connesso;
- **costante adeguamento delle procedure interne:** è in corso di aggiornamento il Protocollo di contabilizzazione e *reporting* dei gas serra secondo i nuovi requisiti dettati dalla normativa vigente, dalle *best practice* e dal *Compendium API 2009*.

Si segnala infine la firma di un Accordo di Programma tra Eni e il Ministero dell'Ambiente, nell'ambito del Patto per l'Ambiente al quale hanno aderito altre 10 im-

Eni - emissioni di gas serra

(MtCO_{2eq})



prese di rilievo nazionale. L'Accordo prevede circa 450 milioni di euro di investimenti nel periodo 2009-2013, che riguardano *energy saving*, rinnovabili, rete di distribuzione metano auto e ricerca. L'Accordo intende evitare consumi per 160 ktep/anno ed emissioni per 450 ktCO₂/anno a partire dal 2013.

Nel 2009 le emissioni totali di gas serra, espresse in tonnellate di CO_{2eq} e comprensive delle emissioni di CO₂ da combustione e da processo, delle emissioni di metano (convertite in CO₂ utilizzando il *Global Warming Potential* pari a 21) e delle emissioni da *flaring* e *venting*, sono in diminuzione dell'8% rispetto ai livelli del 2008. La diminuzione più significativa si è registrata per il settore Exploration & Production, che determina circa il 50% delle emissioni totali di Eni, che ha ridotto le emissioni del 13% rispetto al 2008 grazie alla diminuzione delle emissioni da *flaring* (-20%) e da *venting* (-9%).

IL FUTURO DELL'ENERGIA E L'INNOVAZIONE

Le sfide future dell'energia

La disponibilità di energia è fondamentale per sostenere lo sviluppo sociale e economico mondiale. L'industria energetica si trova a fronteggiare simultaneamente la sfida della crescita dei fabbisogni energetici e le principali tematiche a essa correlate – l'interdipendenza energetica, la sicurezza delle forniture e l'impatto ambientale della produzione e dell'utilizzo delle fonti fossili.

Il tema dell'interdipendenza energetica è cruciale in quanto influenza profondamente i rapporti tra Paesi produttori e Paesi consumatori e, inoltre, risulterà sempre più rilevante nel lungo termine.

La diversificazione delle aree di produzione e delle fonti di energia rappresenta un passo necessario per fronteggiare il tema dell'interdipendenza e della sicurezza delle forniture.

L'aumento e la diversificazione dell'offerta energetica non è un problema di scarsità delle risorse, bensì di limitata accessibilità, complessità tecnica e costi elevati. Le risorse di idrocarburi convenzionali tecnicamente recuperabili sono sufficienti a sostenere gli attuali livelli produttivi ancora per alcuni decenni.

Ma le compagnie petrolifere occidentali hanno limitato l'accesso alle risorse di idrocarburi più economiche e abbondanti, che sono sotto il diretto controllo delle compagnie nazionali e dei rispettivi governi. Da ciò deriva un assottigliamento di opportunità per le compagnie occidentali, sempre più orientate verso le aree di frontiera (acque ultra profonde, zone artiche, strutture geologiche complesse) costose e tecnicamente difficili da valorizzare.

A ciò si aggiunge che le fonti rinnovabili forniscono attualmente un contributo limitato ai consumi energetici mondiali – il 3% escludendo il contributo di biomasse e

rifiuti – a causa della bassa densità di energia e di potenza che le caratterizza e dei loro elevati costi di produzione con le tecnologie oggi disponibili. Inoltre, è ragionevole supporre che, almeno nel medio periodo, in molti casi il costo delle fonti rinnovabili continuerà a essere elevato e generalmente non competitivo rispetto a quello delle fonti tradizionali. È difficile, pertanto, sostenere economicamente lo sviluppo su larga scala di un settore – come quello della generazione da fonti rinnovabili – che necessita ancora di sussidi per crescere. Anche perché, le politiche energetiche volte a incentivare lo sviluppo di tali fonti rischiano di provocare un aumento dei costi eccessivo sia per gli operatori che per i consumatori.

Inoltre, pur in presenza di un tasso di crescita elevato delle fonti rinnovabili, essendo basso il livello di partenza, il loro contributo sul totale dell'offerta mondiale di energia rimarrà contenuto nei prossimi anni, in attesa di importanti *breakthrough* tecnologici che potrebbero realizzarsi nel più lungo periodo.

La dominanza delle fonti fossili nel *mix* energetico porta, dunque, in evidenza il tema dell'impatto ambientale delle attività energetiche: al settore energetico sono attribuite circa il 60% delle emissioni globali di CO₂ di origine antropica (pari a circa 38 miliardi di tonnellate al 2004).

Il percorso che porta alla soluzione delle sfide sopra esposte passa per alcuni pilastri portanti, rappresentati dall'innovazione tecnologica e dall'efficienza energetica nonché dallo sviluppo di nuove forme di collaborazione con i Paesi produttori e con le loro compagnie di stato. Eni pone un'attenzione particolare a tutti questi aspetti che hanno impatto diretto sull'offerta e sui consumi di energia e sono determinanti per mitigare gli impatti negativi sull'ambiente.

La strategia per l'innovazione tecnologica

L'eredità della crisi finanziaria del 2009 e il relativo rallentamento dei consumi energetici, le pressioni ambientali per il contenimento delle emissioni di gas serra e la crescita dell'impiego di fonti energetiche alternative, consentono di disegnare uno scenario in cui non sono presenti condizioni di scarsità di greggio e gas naturale nel mondo. Ciò nonostante la crescita dei consumi energetici legata allo sviluppo industriale dei Paesi emergenti – *in primis* Cina e India – richiede la messa a punto e la diffusione capillare di tecnologie che riducano l'impatto ambientale della produzione e dell'utilizzo delle fonti fossili, rendendone, in tal modo, lo sviluppo sostenibile.

In coerenza con questa *vision*, dal 2006 Eni ha lanciato una nuova strategia per l'innovazione tecnologica fondata sulle seguenti linee di azione:

- (i) avvio del programma "*Along with Petroleum*" per conseguire la *leadership* tecnologica nella valorizzazione dell'energia solare e nella produzione di biocombustibili;
- (ii) lancio del fondo *Blue Sky* per il finanziamento di progetti di ricerca caratterizzati da elevati rischi tecnici, i cui risultati fossero in grado di generare notevoli ritorni economici, nell'ambito del *core business* per mezzo di discontinuità tecnologiche;
- (iii) nuovo approccio alla gestione e valorizzazione della proprietà intellettuale, basato sul riconoscimento del valore degli *asset* intellettuali generati dalle attività di R&S. Nel 2009 sono state depositate 106 domande di brevetto, con un aumento del 10% rispetto al 2008 e del 54% rispetto al 2007. Tra queste si segnalano, in particolare: 24 domande di brevetto relative a tecnologie di perforazione e completamento, geologia/geofisica/giacimenti, ingegneria, *mid/downstream*; 3 su tecnologie per il trasporto gas; 21 su tecnologie relative a biocarburanti, catalizzatori e processi di raffinazione e ambiente; 9 su solare e biomasse; 15 su tecnologie petrolchimiche;
- (iv) nuova politica di alleanze strategiche e collaborazioni scientifiche con Università e centri di eccellenza nel mondo, volta a conseguire discontinuità tecnologiche in tempi più brevi e accrescere le conoscenze e le competenze tecnico-scientifiche delle risorse interne. Il primo esempio è costituito dall'alleanza con il Massachusetts Institute of Technology di Boston (USA). Tale collaborazione è focalizzata sullo sviluppo di tecnologie innovative in ambito solare, ma anche su temi *oil&gas* e di sostenibilità ambientale. A questa, sono seguiti gli accordi quadro con i Politecnici di Milano e Torino e con il CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche);

- (v) istituzione del Premio *Eni Award* come riconoscimento alla ricerca scientifica d'avanguardia nell'ambito delle nuove frontiere degli idrocarburi, delle energie alternative e non convenzionali e della protezione ambientale. Nel 2009 questo premio ha raccolto oltre 792 candidature per il premio principale – +82% rispetto all'edizione del 2008 e ben +374% rispetto alla prima edizione del 2007 – e 82 candidature per il premio debutto nella ricerca da parte di altrettanti dottorandi di ricerca provenienti da 25 Università italiane.

I risultati dell'innovazione tecnologica conseguiti nel 2009

Nel 2009 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 207 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi (217 nel 2008; 208 nel 2007). Il personale impegnato nelle attività di R&S al 31 dicembre 2009 è di 1.019 unità (1.098 al 31 dicembre 2008). I principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2009 sono di seguito sintetizzati.

Divisione Exploration & Production

Tecniche avanzate di esplorazione

- ***Depth Velocity Analysis (DVA)***: tecnologia proprietaria basata su codici di calcolo per la ricostruzione di un'immagine del sottosuolo a partire dalle velocità sismiche. Nel 2009 questa tecnologia è stata per la prima volta applicata in campo, con successo, in Egitto e in Angola.
- ***Depositional models for meandering channel systems***: tecnologia proprietaria basata su codici di simulazione geologica che consente di costruire modelli sulle condizioni più favorevoli all'accumulo di idrocarburi. Tale tecnologia è stata utilizzata con successo nella valutazione del potenziale minerario di giacimenti in India e in Angola.
- ***Uncertainty estimation for thinly bedded reservoir***: questa metodologia è stata applicata con successo in Angola ed è utile per la stima del potenziale produttivo di un giacimento in quanto permette una definizione di dettaglio di talune parti del sottosuolo.
- ***Coil shooting***: l'interpretazione dei dati sismici *offshore* acquisiti con questa tecnologia (nave che esegue rotte a spirale, piuttosto che lineari) ha confermato il miglioramento ottenibile nella definizione della geologia del sottosuolo.

Tecnologie di perforazione

- ***Dual casing running***: nel 2009 questa tecnologia è stata impiegata con successo nell'Africa Occidentale. Essa permette di perforare contemporaneamente un pozzo con due diversi diametri e di calarvi contempo-

raneamente rivestimenti (*casing*) di due diametri diversi, riducendo tempi e rischi.

- **Radial drilling:** questa tecnologia, che Eni è tra le prime compagnie a applicare, consente di aumentare la produzione di giacimenti di greggio pesante, riducendo anche l'impatto locale dell'attività (*footprinting*). Tale tecnologia permette di condurre perforazioni laterali al pozzo principale, a raggiera e di diametro ridotto.

Tecnologie per l'aumento del fattore di recupero

- **Enhanced Oil Recovery con iniezione di CO₂:** nel 2009 si è conclusa la fase di ricerca e si è pronti per un'applicazione in campo programmata nel 2010: la CO₂ sarà recuperata da impianti industriali in prossimità dei campi selezionati.
- **Bright Water Injection:** la tecnologia si basa su un additivo che, iniettato nel sottosuolo, ostruisce selettivamente le porosità della roccia a maggiore presenza di acqua, con potenziale incremento della produzione di greggio. È stata avviata una prova in campo e i primi risultati sono attesi nel prossimo biennio.

Valorizzazione delle risorse di gas naturale

- **Gas-to-Liquids (GtL):** nell'ambito di un progetto avviato nel 1996 Eni con IFP-Axens ha sviluppato una tecnologia GtL proprietaria (per la trasformazione di gas naturale in carburanti liquidi). Nel 2009 si è concluso positivamente il test di vita del catalizzatore industriale per la sintesi Fischer-Tropsch in impianto pilota presso la raffineria di Sannazzaro ed è stato completato lo studio ingegneristico per un impianto da 15mila b/g di prodotti.
- **Monitoraggio condotte offshore (progetto Dionisio):** Eni sta sviluppando una tecnologia proprietaria basata su sistemi vibroacustici (depositata domanda di brevetto) in grado di rilevare danneggiamenti alle condotte sottomarine. Nel 2009 il prototipo di un sistema di rivelazione per il monitoraggio in continuo è stato installato presso un terminale di importazione gas. Impatti accidentali su una condotta *offshore* hanno confermato le potenzialità dell'innovazione.
- **Trasporto gas a Pressione Intermedia (TPI):** Eni sta indagando le potenzialità e la maturità tecnologica di questa opzione di trasporto che sembrano avere un *time to market* più vicino rispetto alla tecnologia TAP (Trasporto a Alta Pressione, che presenta ancora alcune criticità ed è basato su tubi di grado X100). Il progetto TPI è stato avviato a metà 2008 con la produzione dei primi tubi di grado X80 da parte di alcuni produttori *leader* mondiali. Nel 2009 sono stati acquisiti tubi da altri produttori e, per l'avvio delle attività di saldatura, sono stati stipulati i relativi accordi e contratti con i fornitori. Nella seconda metà del 2009 sono iniziate alcune prove su scala reale, simulanti le condizioni di esercizio.

Conversione di greggi o di frazioni pesanti, in prodotti leggeri (oil upgrading)

- **Eni Slurry Technology (EST):** il processo proprietario EST trasforma greggi pesanti, *extra* pesanti e residui di raffineria in distillati medi per autotrazione. Rispetto alle tecnologie concorrenti disponibili sul mercato, EST permette la conversione pressoché totale della carica. Nel 2009 sono proseguiti i test sull'impianto dimostrativo realizzato presso la raffineria di Taranto. L'attività sperimentale è stata principalmente indirizzata alla validazione della tecnologia dal punto di vista delle *performance* di *upgrading* e della conduzione dell'impianto. Sono state inoltre identificate soluzioni tecnologiche innovative per massimizzare la redditività del processo. Il primo impianto industriale, della capacità di ca. 23.000 bpd, è in costruzione presso la raffineria Eni di Sannazzaro: lo *start-up* è previsto entro il 2012.
- **Flexible FCC (Fluid Catalytic Cracking):** è stato sviluppato un materiale proprietario, la zeolite ERS-10, che, impiegato come additivo di un catalizzatore FCC, è in grado di incrementare la conversione della frazione più pesante. Nel 2009 sono stati confermati i risultati catalitici ed è stata avviata una collaborazione con un'azienda *leader* nella produzione di catalizzatori per FCC con l'obiettivo di effettuare un test industriale in una raffineria Eni.
- **Dual Catalyst Slurry System:** l'obiettivo è sviluppare un catalizzatore per migliorare ulteriormente la conversione di residui pesanti in carburanti. In corso lo sviluppo un catalizzatore bifunzionale che, oltre a idrogenare e desolfurare la carica, ne aumenta il grado di *cracking* e la rimozione dell'azoto.
- **H₂S splitting:** l'obiettivo è valorizzare l'idrogeno solforato contenuto nel gas naturale o sottoprodotto dei processi di raffinazione, ricavandone idrogeno. Dall'attività svolta si è selezionata una tecnologia particolarmente promettente basata sulla decomposizione di H₂S tramite plasma freddo a dare zolfo elementare e H₂. Nel 2009 si sono concluse le attività di laboratorio e nel prossimo anno la sperimentazione sarà trasferita alla scala pilota.
- **Applicazione downstream di tecnologia a microonde** per il miglioramento delle caratteristiche di greggi e tagli pesanti: è stata verificata, su scala di laboratorio, la possibilità di diminuire in modo significativo e permanente la viscosità di greggi, residui e bitumi ottenendo un miglioramento nella movimentazione degli stessi con riduzione dei consumi di olio ciclico (flussante) per mezzo dell'applicazione di microonde. Nel 2009 sulla base dei risultati raccolti sono state depositate due domande di brevetto. Nel 2010 sono programmate prove su un reattore che funzioni in continuo.

- **Progetto idrogeno SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation):** è una tecnologia di *reforming* che trasforma idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno). Tale tecnologia può contribuire alla *process intensification* in quanto consente di produrre gas di sintesi, e quindi idrogeno, in reattori ca. 100 volte più piccoli di quelli delle tecnologie correnti, con conseguente riduzione dei costi di investimento.

Petrochimica

- **Chimica di base:** è stata completata con successo la messa a punto di un processo proprietario per l'idrogenazione selettiva dell'acetone a alcool isopropilico (quest'ultimo è poi utilizzato come reagente nella sintesi del cumene).
- **Polietileni:** la produzione di due nuovi tipi (gradi) di LLDPE (polietilene lineare a bassa densità) è stata trasferita su scala industriale. Tali nuovi prodotti polimerici sono ottenuti per mezzo di nuova catalisi proprietaria e trovano applicazioni nel settore dei film plastici. Su impianto pilota sono stati ottenuti nuovi polietileni utilizzando un nuovo catalizzatore proprietario: si tratta di prodotti appartenenti alla classe degli HDPE (polietilene a alta densità) e LLDPE che coniugano buone proprietà fisico-meccaniche a migliori caratteristiche di processabilità.
- **Elastomeri:** in collaborazione con una primaria azienda di produzione di basi per olii lubrificanti, sono stati ottenuti a livello pilota nuovi co-polimeri idrogenati butadiene-stirene, che mostrano migliori proprietà quali additivi per lubrificanti (*viscosity index improvers*). Su scala pilota sono stati ottenuti nuovi tipi (gradi) di polimeri SBR (gomma stirene-butadiene) che nella produzione di mescole per pneumatici mostrano un incremento delle prestazioni in termini di aderenza e resistenza al rotolamento.
- **Polimeri stirenici:** completata su scala pilota la validazione della produzione di HIPS (polistirene antiurto) e ABS (polimero acrilonitrile, butadiene, stirene) con polimerizzazione anionica/radicalica a singolo stadio. Nel sito di Mantova, sono state completate con successo le prime prove di produzione di polistirene espandibile in massa continua (EPS), sul nuovo impianto da 38.000 t/a che utilizza la nuova tecnologia proprietaria PE. Presso il sito di Dunastyr (Ungheria) è stata industrializzata con successo la produzione di un tipo di EPS bianco, a migliorato potere isolante e con proprietà meccaniche inalterate (denominato VERDI), di cui PE è l'unico produttore.

Ambiente e efficienza

- **Riformulazione di carburanti e lubrificanti:** è stato completato lo sviluppo di nuovi prodotti *premium* della linea Blu. Le attività sperimentali sono state condotte sia su motori, sia su veicoli con l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei motori e ridurre le emissioni inquinanti. La sperimentazione sulla nuova benzina *premium* è stata effettuata anche sul nuovo motore Fiat *Multiair* nell'ambito di un accordo di collaborazione con il Centro Ricerche Fiat. Nel 2009 qualificati due nuovi prodotti lubrificanti, pronti per il lancio commerciale, che consentono la riduzione delle emissioni inquinanti e minori consumi.
- **Programma GHG (Green House Gases):** nell'ambito del progetto pilota di Cortemaggiore hanno avuto luogo i primi incontri con le popolazioni residenti in prossimità del sito interessato dalle operazioni di iniezione e stoccaggio della CO₂ nel sottosuolo.
- **Zero Waste:** per il trattamento di residui oleosi e biologici generati dalle attività produttive dell'industria petrolifera è stato studiato un processo termico che prevede una sezione di gassificazione del fango e la produzione di un residuo inerte. Tale processo è stato oggetto di domanda di brevetto. È stata completata la progettazione di base per la realizzazione di un impianto pilota da 50 kg/h ed è stato elaborato uno studio di fattibilità tecnico-economica per il trattamento di un volume annuale di fanghi di ca. 5000 ton.
- **Processo Ensolvex®:** nell'ambito del progetto per la bonifica di un'area all'interno della raffineria di Gela è programmata la realizzazione di un impianto con tecnologia *Ensolvex®* per il trattamento del suolo contaminato da idrocarburi. L'obiettivo è decontaminare l'area in modo da rientrare nei limiti della normativa vigente. L'attività progettuale è stata ultimata nel 2009, la costruzione si concluderà nel primo semestre del 2010.
- **Processo En-Z-Lite®:** nel 2009 è testato presso la raffineria di Taranto un impianto dimostrativo in grado di rimuovere sostanze organiche dall'acqua per adsorbimento su zeoliti sintetiche idrofobiche rispettando le norme sui livelli di MTBE (metilterbutilene), TPH (*Total Petroleum Hydrocarbons*) e contenuto di alcuni metalli. Tale tecnologia, oltre che al trattamento di acque sotterranee, è applicabile anche a impianti di trattamento di acque reflue e consente di ottenere una corrente idonea anche alla produzione di vapore. È stato brevettato un nuovo sistema di rigenerazione dell'adsorbente zeolitico.

Fonti di energia rinnovabile

- **Green Diesel:** nel 2009 avviata la sperimentazione per l'impiego di cariche *non-food* nel processo Ecofining-TM, tecnologia già sviluppata per cariche vegetali tradizionali e pronta per l'industrializzazione.

- **Biodiesel da microalghe:** il progetto punta a verificare su scala dimostrativa la fattibilità tecnico-economica di processi di biofissazione della CO₂, utilizzando microalghe in grado di assimilare la CO₂ e contemporaneamente depurare acque reflue ottenendo una biomassa convertibile in carburante diesel. A tale scopo presso la raffineria di Gela è in fase di avvio un impianto pilota.
- **Biodiesel da rifiuti:** nel campo della valorizzazione di biomasse per uso energetico è stato individuato un processo integrato termico-fermentativo per la conversione della frazione organica di rifiuti solidi urbani in bio-olio.
- **Microorganismi per diesel:** lo scopo è individuare microorganismi che metabolizzano sostanze organiche producendo lipidi, ottimi precursori per *biodiesel*. Individuato un lievito in grado di crescere in modo efficiente su tutti gli zuccheri presenti nelle biomasse ligninocellulosiche e di accumulare lipidi fino al 75% del suo peso, migliorando il risultato ottenuto nel 2008 (60%).
- **Materiali fotoattivi:** nel 2009 realizzati i primi esemplari di dispositivi che permettono di utilizzare una superficie di silicio molto minore rispetto alla tecnologia fotovoltaica convenzionale, a parità di potenza prodotta, con una conseguente potenziale riduzione del costo di generazione elettrica. Tale risultato si ottiene mediante dispositivi costituiti da lastre opache, oppure trasparenti o colorate, nelle quali sono state inglobate opportune sostanze che svolgono una doppia azione: conversione della luce solare, concentrazione e convogliamento della luce ai bordi della lastra medesima, dove si trova collocato il materiale siliceo che converte l'energia radiante in elettricità. La conversione della luce è esercitata su componenti della radiazione solare sotto-utilizzate dal materiale siliceo tradizionale, convertendole in una radiazione di lunghezza d'onda efficace per indurre l'effetto fotovoltaico. Per il prossimo anno si prevede di consolidare tali ritrovati, quindi verificare la riproducibilità e la stabilità e realizzare prototipi di maggiori dimensioni.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo www.eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Dividend Yield Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield*, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

ROACE Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti, aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

TSR (*Total Shareholder Return*) Misura il rendimento percentuale complessivo di un'azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (*Barrel of Oil Equivalent*) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali, per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking*, il *visbreaking*, il *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (Engineering, Procurement, Construction) Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning) Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore*, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (*jet fuel*), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i *bunkeraggi* marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, *normal* butano e isobutano, isopentano e pentani *plus*, talvolta definiti come “gasolina naturale” (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

Offshore/Onshore Il termine *offshore* indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; *onshore* è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i *partner* regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano.

Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Riserve Probabili Riserve aggiuntive che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.

Riserve Possibili Riserve aggiuntive che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.

Risorse Contingent Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più *contingencies*.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve certe e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di *asset* o società (con *asset upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equity* – nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement*) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il

management calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

Upstream/Downstream Il termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Workover Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.



Bilancio Consolidato
2009

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2008		31.12.2009	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	1.939		1.608	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita:	(2)				
- partecipazioni		2.741			
- altri titoli		495		348	
		3.236		348	
Crediti commerciali e altri crediti	(3)	22.222	1.539	20.348	1.355
Rimanenze	(4)	6.082		5.495	
Attività per imposte sul reddito correnti	(5)	170		753	
Attività per altre imposte correnti	(6)	1.130		1.270	
Altre attività correnti	(7)	1.870	59	1.307	9
		36.649		31.129	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(8)	59.255		63.177	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.196		1.736	
Attività immateriali	(10)	7.697		8.057	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(11)	5.471		5.828	
Altre partecipazioni	(11)	410		416	
Altre attività finanziarie	(12)	1.134	356	1.148	438
Attività per imposte anticipate	(13)	2.912		3.558	
Altre attività non correnti	(14)	1.881	21	1.938	40
		79.956		85.858	
Attività destinate alla vendita	(25)	68		542	
TOTALE ATTIVITÀ		116.673		117.529	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(15)	6.359	153	3.545	147
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(20)	549		3.191	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	20.515	1.253	19.174	1.241
Passività per imposte sul reddito correnti	(17)	1.949		1.291	
Passività per altre imposte correnti	(18)	1.660		1.431	
Altre passività correnti	(19)	3.863	4	1.856	5
		34.895		30.488	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(20)	13.929	9	18.064	
Fondi per rischi e oneri	(21)	9.506		10.319	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	947		944	
Passività per imposte differite	(23)	5.784		4.907	
Altre passività non correnti	(24)	3.102	53	2.480	49
		33.268		36.714	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)			276	
TOTALE PASSIVITÀ		68.163		67.478	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale e riserve di terzi azionisti		4.074		3.978	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve		40.722		46.269	
Azioni proprie		(6.757)		(6.757)	
Acconto sul dividendo		(2.359)		(1.811)	
Utile dell'esercizio		8.825		4.367	
Totale patrimonio netto di Eni		44.436		46.073	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		48.510		50.051	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		116.673		117.529	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2007		2008		2009	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(29)	87.204	4.198	108.082	5.048	83.227	3.300
Altri ricavi e proventi		833		728	39	1.118	26
Totale ricavi		88.037		108.810		84.345	
COSTI OPERATIVI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	58.133	3.777	76.350	6.298	58.351	4.999
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		91		(21)		250	
Costo lavoro		3.800		4.004		4.181	
- di cui proventi non ricorrenti		(83)					
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(129)	10	(124)	58	55	44
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		7.236		9.815		9.813	
UTILE OPERATIVO		18.739		18.517		12.055	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	(31)	4.445	49	7.985	42	5.950	27
Oneri finanziari		(4.554)	(20)	(8.198)	(17)	(6.497)	(4)
Strumenti derivati		155		(427)		(4)	
		46		(640)		(551)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI							
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(32)	773		640		393	
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		470		733		176	
		1.243		1.373		569	
UTILE ANTE IMPOSTE		20.028		19.250		12.073	
Imposte sul reddito	(33)	(9.219)		(9.692)		(6.756)	
Utile netto		10.809		9.558		5.317	
Di competenza:							
- azionisti Eni		10.011		8.825		4.367	
- terzi azionisti	(26)	798		733		950	
		10.809		9.558		5.317	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)							
- semplice	(34)	2,73		2,43		1,21	
- diluito		2,73		2,43		1,21	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Note	2007	2008	2009
Utile netto dell'esercizio		10.809	9.558	5.317
Altre componenti dell'utile complessivo				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(1.980)	1.077	(869)
Variation <i>fair value</i> derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	(26)	(2.237)	1.969	(481)
Variation <i>fair value</i> titoli disponibili per la vendita	(26)	(6)	3	1
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				2
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(26)	869	(767)	202
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(3.354)	2.282	(1.145)
Totale utile complessivo del periodo		7.455	11.840	4.172
Di competenza:				
- azionisti Eni		6.708	11.148	3.245
- terzi azionisti		747	692	927
		7.455	11.840	4.172

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni														
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
(milioni di euro)														
Saldi al 31 dicembre 2006	4.005	959	7.262	1	6	393	(398)	(5.374)	25.168	(2.210)	9.217	39.029	2.170	41.199
Utile dell'esercizio											10.011	10.011	798	10.809
Altre componenti dell'utile complessivo														
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(1.370)							(1.370)		(1.370)	(1.370)
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(4)						(4)		(4)	(4)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25			(1.835)		(119)		(1.929)	(51)	(1.980)	(1.980)
				(1.345)	(4)		(1.835)		(119)		(3.303)	(51)	(3.354)	(3.354)
Proventi (oneri) complessivi del periodo				(1.345)	(4)		(1.835)		(119)		10.011	6.708	747	7.455
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2006 di 0,60 euro per azione)										2.210	(4.594)	(2.384)		(2.384)
Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione)										(2.199)		(2.199)		(2.199)
Attribuzione del dividendo di altre società												(289)		(289)
Versamenti di azionisti terzi												1		1
Destinazione utile residuo 2006									4.623		(4.623)			
Acquisto azioni proprie									(680)			(680)		(680)
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA												(201)		(201)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti				(55)		35		55	11			46		46
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti									9			9		9
				(55)		35		(625)	4.643	11	(9.217)	(5.208)	(489)	(5.697)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Costo stock option e stock grant										18		18		18
Altre variazioni										(119)		(119)	11	(108)
										(101)		(101)	11	(90)
Saldi al 31 dicembre 2007	4.005	959	7.207	(1.344)	2	428	(2.233)	(5.999)	29.591	(2.199)	10.011	40.428	2.439	42.867

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2007	4.005	959	7.207	(1.344)	2	428	(2.233)	(5.999)	29.591	(2.199)	10.011	40.428	2.439	42.867
Utile dell'esercizio											8.825	8.825	733	9.558
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				1.255							1.255		(52)	1.203
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					2							2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25		1.264		(223)			1.066		11	1.077
				1.280	2	1.264		(223)			2.323		(41)	2.282
Proventi (oneri) complessivi del periodo				1.280	2	1.264		(223)			8.825	11.148	692	11.840
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,70 euro per azione a saldo dell'acconto 2007 di 0,60 euro per azione)										2.199	(4.750)	(2.551)		(2.551)
Acconto sul dividendo (0,65 euro per azione)										(2.359)		(2.359)		(2.359)
Attribuzione del dividendo di altre società													(297)	(297)
Versamenti di azionisti terzi													20	20
Destinazione utile residuo 2007									5.261		(5.261)			
Acquisto azioni proprie								(778)				(778)		(778)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(20)			13		20	(1)			12		12
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti									2			2		2
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA													(31)	(31)
Diritto (put option) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						(1.495)						(1.495)		(1.495)
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'acquisizione della Distrigas NV e Hindustan Oil Exploration Co Ltd													1.261	1.261
			(20)			(1.482)		(758)	5.262	(160)	(10.011)	(7.169)	953	(6.216)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Costo stock option e stock grant									18			18		18
Altre variazioni				(26)					37			11	(10)	1
				(26)					55			29	(10)	19
Saldi al 31 dicembre 2008 (nota 26)	4.005	959	7.187	(90)	4	(1.054)	(969)	(6.757)	34.685	(2.359)	8.825	44.436	4.074	48.510

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2008 (nota 26)	4.005	959	7.187	(90)	4	(1.054)	(969)	(6.757)	34.685	(2.359)	8.825	44.436	4.074	48.510
Utile dell'esercizio											4.367	4.367	950	5.317
Altre componenti dell'utile complessivo														
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale (nota 26)				(279)							(279)			(279)
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale (nota 26)					1							1		1
Quota di pertinenza delle Altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						2						2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1			(696)		(151)		(846)		(23)	(869)
				(278)	1	2	(696)		(151)		(1.122)		(23)	(1.145)
Proventi (oneri) complessivi del periodo				(278)	1	2	(696)		(151)		4.367	3.245	927	4.172
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2008 di 0,65 euro per azione)										2.359	(4.714)	(2.355)		(2.355)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)										(1.811)		(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società													(350)	(350)
Versamenti di azionisti terzi													1.560	1.560
Destinazione utile residuo 2008									4.111		(4.111)			
Diritto (put option) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						1.495						1.495		1.495
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA						1.086						1.086	(1.086)	
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'OPA incondizionata obbligatoria e dello squeeze-out sulle azioni Distrigas NV													(1.146)	(1.146)
						2.581			4.111	548	(8.825)	(1.585)	(1.022)	(2.607)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Rilascio riserva per acquisto azioni proprie			(430)			1			429					
Costo stock option									13			13		13
Diritti decaduti stock option									(7)			(7)		(7)
Altre variazioni				(71)		(38)			80			(29)	(1)	(30)
			(430)	(71)		(37)			515			(23)	(1)	(24)
Saldi al 31 dicembre 2009 (nota 26)	4.005	959	6.757	(439)	5	1.492	(1.665)	(6.757)	39.160	(1.811)	4.367	46.073	3.978	50.051

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2007	2008	2009
Utile dell'esercizio		10.809	9.558	5.317
Ammortamenti	(30)	7.029	8.422	8.762
Svalutazioni (rivalutazioni) nette		(494)	2.560	495
Variazioni fondi per rischi e oneri		(122)	414	574
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(67)	(8)	16
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(309)	(219)	(226)
Dividendi	(32)	(170)	(510)	(164)
Interessi attivi		(603)	(592)	(352)
Interessi passivi		523	809	603
Differenze cambio		(119)	(319)	(156)
Imposte sul reddito	(33)	9.219	9.692	6.756
<i>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</i>		25.696	29.807	21.625
Variazioni:				
- rimanenze		(1.117)	(801)	52
- crediti commerciali e diversi		(655)	(974)	(19)
- altre attività		(362)	162	(472)
- debiti commerciali e diversi		360	2.318	(1.201)
- altre passività		107	1.507	(129)
<i>Flusso di cassa del risultato operativo</i>		24.029	32.019	19.856
Dividendi incassati		658	1.150	576
Interessi incassati		333	266	594
Interessi pagati		(555)	(852)	(583)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(8.948)	(10.782)	(9.307)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		15.517	21.801	11.136
- di cui verso parti correlate	(36)	549	(62)	(1.188)
Investimenti:				
- immobilizzazioni materiali	(8)	(8.532)	(12.312)	(12.300)
- immobilizzazioni immateriali	(10)	(2.061)	(2.250)	(1.395)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(4.759)	(3.634)	(25)
- partecipazioni	(11)	(4.890)	(385)	(230)
- titoli		(76)	(152)	(2)
- crediti finanziari		(1.646)	(710)	(972)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		185	367	(97)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		(21.779)	(19.076)	(15.021)
Disinvestimenti:				
- immobilizzazioni materiali		172	318	126
- immobilizzazioni immateriali		28	2	250
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		56	149	
- partecipazioni		403	510	3.219
- titoli		491	145	164
- crediti finanziari		545	1.293	861
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(13)	(299)	147
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		1.682	2.118	4.767
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)		(20.097)	(16.958)	(10.254)
- di cui verso parti correlate	(36)	(822)	(1.598)	(1.262)

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Note	2007	2008	2009
Assunzione di debiti finanziari non correnti		6.589	3.774	8.774
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(2.295)	(2.104)	(2.044)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		4.467	(690)	(2.889)
		8.761	980	3.841
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1	20	1.551
Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		(340)	(50)	9
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(16)		(2.068)
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(4.583)	(4.910)	(4.166)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(289)	(297)	(350)
Acquisto netto di azioni proprie		(625)	(768)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		2.909	(5.025)	(1.183)
- di cui verso parti correlate	(36)	20	14	(14)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		(40)	(1)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(160)	8	(30)
Flusso di cassa netto del periodo		(1.871)	(175)	(331)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(1)	3.985	2.114	1.939
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(1)	2.114	1.939	1.608

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Investimenti finanziari:			
- titoli	(75)	(74)	(2)
- crediti finanziari	(970)	(99)	(36)
	(1.045)	(173)	(38)
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	419	145	123
- crediti finanziari	147	939	311
	566	1.084	434
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(479)	911	396

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	398	1.938	7
Attività non correnti	5.590	7.442	47
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	1	1.543	4
Passività correnti e non correnti	(972)	(3.598)	(29)
Effetto netto degli investimenti	5.017	7.325	29
Interessenza di terzi		(1.261)	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(13)	(601)	
Trasferimento di partecipazioni non consolidate			
Totale prezzo di acquisto	5.004	5.463	29
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(245)	(1.829)	(4)
Flusso di cassa degli investimenti	4.759	3.634	25
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	73	277	
Attività non correnti	20	299	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	26	(118)	
Passività correnti e non correnti	(94)	(270)	
Effetto netto dei disinvestimenti	25	188	
Plusvalenza per disinvestimenti	33	25	
Interessenza di terzi		(1)	
Totale prezzo di vendita	58	212	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(2)	(63)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	56	149	

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisizione di partecipazioni con conferimento di rami d'azienda:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Attività correnti			
Attività non correnti	38		
Indebitamento finanziario netto	(4)		
Passività correnti e non correnti			
Effetto netto dei conferimenti	34		
Interessenza di terzi			
Plusvalenza da conferimento			
Acquisizione di partecipazioni	34		

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/2005¹. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei *Production Sharing Agreements* e dei contratti di *buy-back*.

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; (ii) totale ricavi: 6.250 mila euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità. Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, essenzialmente, quelle che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro attività è finanziata pro-quota, sulla base di *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza².

Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento in quanto non significative, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato. Il bilancio al 31 dicembre 2009, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione dell'11 marzo 2010, è sottoposto alla revisione contabile della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers, in quanto revisore principale di Gruppo, è responsabile delle attività di revisione delle imprese controllate, salvo i casi di incompatibilità con la normativa locale e, tenuto conto della normativa italiana, nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del loro lavoro.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

■ Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "*Goodwill*"; se negativa, è rilevata a conto economico.

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio; la quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2009 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo fatta eccezione per le disposizioni dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" e dell'IFRIC 18 "Cessioni di attività da parte della clientela" (v. anche sezione "Principi contabili di recente emanazione").

(2) Secondo le disposizioni del *Framework* dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

assunzione del controllo, escluso l'eventuale *goodwill* a essi attribuibile.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di *minorities*), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata alla voce dell'attivo "Goodwill".

Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono rilevati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione di patrimonio netto ceduta.

■ Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

■ Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza cambio è rilevata a conto economico all'atto della cessione della partecipazione o del rimborso del capitale investito.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

■ Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione³.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza nonché, ove presenti, le partecipazioni a cui sono associati strumenti derivati; queste ultime sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto (cd. *fair value option*), al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico delle variazioni del *fair value* del derivato⁴.

Il *fair value* degli strumenti finanziari è stimato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari simili. Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al *fair value* sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti

(3) In data 15 ottobre 2008 la Commissione Europea ha omologato con il regolamento n. 1004/2008 le modifiche apportate allo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" e all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative" che prevedono, in specificate circostanze, la possibilità di riclassificare alcune tipologie di strumenti finanziari valutati al *fair value* (strumenti finanziari posseduti per la negoziazione e disponibili per la vendita) in altre categorie di strumenti finanziari per le quali la valutazione avviene con il metodo del costo o del costo ammortizzato. La modifica indicata non ha prodotto effetti.

(4) Per la partecipazione in Gazprom Neft vedi nota n. 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita.

dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento. I crediti sono iscritti al costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie"). Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale, ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (*turn over*) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

In presenza di clausole di "take or pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti verso fornitori" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento.

I *deferred costs* stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configuri l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i *deferred cost* stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti derivati".

■ Attività non correnti

Attività materiali⁵

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri"⁶.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in *leasing* finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing* finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al *fair value* al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale.

(5) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività mineraria".

(6) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli *asset*, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze ed eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività non correnti destinate alla vendita").

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore. I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare il tasso di sconto utilizzato è il *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio paese specifico in cui si trova l'*asset* oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da *providers* esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. Per le attività regolate, il tasso di sconto utilizzato ai fini della determinazione del valore d'uso è fatto pari al tasso di rendimento definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il *goodwill*, quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal *goodwill*; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima

del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il *goodwill* e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al *goodwill*, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il *goodwill* stesso. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo del *goodwill* a essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al *goodwill* fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al *goodwill* è imputata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*. Le svalutazioni del *goodwill* non sono oggetto di ripristino di valore⁷. Il *goodwill* negativo è rilevato a conto economico.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Attività mineraria⁸

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.

I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

SVILUPPO

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, etc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

(7) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

(8) I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI BUY-BACK

Le riserve relative ai *Production Sharing Agreements* e ai contratti di *buy-back* sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (*cost oil*) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (*profit oil*). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (*cost oil* e *profit oil*) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di *profit oil*. In relazione a ciò è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico.

Attività finanziarie**PARTECIPAZIONI**

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁹. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino¹⁰.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

CREDITI E ATTIVITÀ FINANZIARIE DA MANTENERSI SINO ALLA SCADENZA

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal *fair value* del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo, rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi

(9) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute precedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

(10) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in *leasing* finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del *leasing*.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i *repricing* contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Attività non correnti destinate alla vendita

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, il cui valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo, sono classificate come destinate alla vendita. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo *fair value*, ridotto degli oneri di vendita.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il *fair value* ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

■ Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

■ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività a cui si riferisce.

Nelle note al bilancio consolidato sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

■ Benefici per i dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi “a contributi definiti” e programmi “a benefici definiti”. Nei programmi a contributi definiti l’obbligazione dell’impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un’entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all’ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro-quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell’esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

■ Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

■ Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l’effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all’acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (*entitlement method*); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell’esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull’ammontare e sull’esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I corrispettivi maturati nell’esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell’ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell’ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al *fair value* dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce “Altre passività”; tale passività è riversata a conto economico nell’esercizio in cui avviene l’utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati.

I canoni relativi a *leasing* operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata *pro rata temporis* lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)¹¹. Il *fair value* delle *stock option* è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il *fair value* delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

■ Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al *fair value* ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione del valore.

■ Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

■ Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

(11) Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

■ Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. *embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value* stimato secondo i criteri indicati al punto “Attività correnti”. In presenza di obiettive evidenze di svalutazione (v. anche punto “Attività correnti”), i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.

I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l’oggetto della copertura è formalmente documentata e l’efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*; es. copertura della variabilità del *fair value* di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del *fair value* dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente rilevate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall’operazione coperta. Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.

Gli effetti economici delle transazioni relative all’acquisto o vendita di *commodities* stipulate a fronte di esigenze dell’impresa per il normale svolgimento dell’attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. *normal sale and normal purchase exemption* o *own use exemption*).

■ Schemi di bilancio¹²

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura¹³. Il prospetto dell’utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell’esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il “metodo indiretto”, rettificando l’utile dell’esercizio delle altre componenti di natura non monetaria.

■ Modifica dei criteri di redazione

Per effetto dell’entrata in vigore a partire dall’esercizio 2009 delle disposizioni dell’IFRIC 13 “Programmi di fidelizzazione della clientela”, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al *fair value* dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce “Altre passività”; tale passività è riversata a conto economico nell’esercizio in cui avviene l’utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

L’applicazione dell’IFRIC 13 ha comportato le seguenti rettifiche al conto economico dell’esercizio 2007 e 2008 e allo stato patrimoniale al 1° gennaio 2008 e al 31 dicembre 2008: (i) decremento dei “Ricavi della gestione caratteristica” per 52 e per 66 milioni di euro rispettivamente per l’esercizio 2007 e 2008; (ii) incremento degli “Altri ricavi e proventi” per 6 e per 8 milioni di euro rispettivamente per l’esercizio 2007 e 2008; (iii) decremento degli “Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi” per 46 e per 58 milioni di euro rispettivamente per l’esercizio 2007 e 2008; (iv) riclassifica al 1° gennaio 2008 e al 31 dicembre 2008 dai “Fondi per rischi e oneri” alle “Altre passività correnti” rispettivamente di 53 e di 66 milioni di euro.

Inoltre, l’informativa relativa ai settori di attività è stata predisposta secondo le disposizioni dell’IFRS 8 “Settori Operativi”, entrato

(12) Gli schemi di bilancio sono gli stessi di quelli adottati nella relazione finanziaria annuale 2008 fatta eccezione per: (i) gli adeguamenti conseguenti all’entrata in vigore, a partire dall’esercizio 2009, della nuova versione dello IAS 1 “Presentazione del bilancio” così come integrato dalle disposizioni del documento “Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards* (IFRS)” del maggio 2008 che stabiliscono la presentazione del prospetto dell’utile complessivo e la classificazione tra le componenti “correnti” e “non correnti” degli strumenti derivati non di copertura. Gli effetti relativi alla classificazione degli strumenti derivati non di copertura sono i seguenti: riclassifica da attività correnti ad attività non correnti per 290 e 480 milioni di euro rispettivamente al 1° gennaio e al 31 dicembre 2008 e riclassifica da passività correnti a passività non correnti per 86 e 564 milioni di euro rispettivamente al 1° gennaio e al 31 dicembre 2008; (ii) l’apertura della nuova voce di conto economico “Altri proventi e oneri operativi” che accoglie le variazioni del *fair value*, intendendo per tali anche gli effetti dei regolamenti, degli strumenti derivati non di copertura su *commodity*. I valori dell’esercizio posto a confronto sono stati coerentemente riclassificati; (iii) il completamento del processo di allocazione dei costi delle acquisizioni di Distrigas NV, Eni Hewett Ltd, First Calgary Petroleum Ltd e Hindustan Oil Exploration Co Ltd effettuate nel precedente esercizio; i valori patrimoniali di alcune attività e passività al 31 dicembre 2008 sono stati rideterminati con effetto a partire dalla data di acquisizione. Gli effetti patrimoniali delle allocazioni definitive sono indicati alla nota n. 27 - Altre informazioni.

(13) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Valori di mercato degli strumenti finanziari.

in vigore a partire dall'esercizio 2009, che prevedono la presentazione dell'informativa coerentemente con le modalità adottate dalla Direzione Aziendale per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto, l'identificazione dei settori operativi e l'informativa presentata sono definite sulla base della reportistica interna utilizzata dalla Direzione Aziendale ai fini dell'allocazione delle risorse ai diversi segmenti e per l'analisi delle relative *performance*. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 8 "Settori Operativi" non ha comportato la modifica dei settori oggetto di informativa¹⁴.

■ Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente, tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del *first oil*. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreements* e contratti di *buy back*, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.

Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

(14) Inoltre, a partire dall'esercizio 2009 sono efficaci le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 "Oneri finanziari" che prevede, quale unico trattamento possibile, la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (cd. *qualifying asset*) per il quale è richiesto un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita (rispetto alla precedente versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza). La modifica del principio non ha prodotto effetti in quanto coerente con il trattamento contabile già utilizzato da Eni.

Svalutazioni

Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori *performance* operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli *asset* minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (*deferred cost* – v. anche punto "Attività correnti") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirato a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take or pay".

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.

I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle *commodities*, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.

Il *goodwill* e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al *goodwill*, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (*cash generating unit*) al quale il *goodwill* può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo del *goodwill* ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al *goodwill* fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al *goodwill* è imputata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*.

Smantellamento e ripristino siti

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri, il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination

La rilevazione delle operazioni di *business combination* implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro *fair value*. La parte non attribuita se positiva è iscritta a *goodwill*, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le *business combination* più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il *turnover* e l'invalidità, relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, *equity*, monetario).

Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevati pro-quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni

I ricavi del *business* Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). La stima del margine di commessa atteso (*future gross profit*) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato e ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

■ Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con i regolamenti n. 495/2009 e 494/2009 emessi dalla Commissione Europea in data 3 giugno 2009, sono state omologate le versioni aggiornate, rispettivamente, dell'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali" e dello IAS 27 "Bilancio consolidato e separato". Le nuove disposizioni dell'IFRS 3 stabiliscono, tra l'altro, l'imputazione a conto economico dei costi accessori connessi con l'operazione di *business combination*, la rilevazione a conto economico delle modifiche dei corrispettivi potenziali (cd. *contingent consideration*), nonché la facoltà di rilevare l'intero ammontare del *goodwill* derivante dall'operazione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di minoranza (cd. *full goodwill method*). Le nuove disposizioni inoltre modificano l'attuale criterio di rilevazione delle acquisizioni in fasi successive prevedendo l'imputazione a conto economico della differenza tra il *fair value* alla data di acquisizione del controllo delle attività nette precedentemente detenute e il relativo valore di iscrizione. La versione aggiornata dello IAS 27 stabilisce, tra l'altro, che gli effetti derivanti dall'acquisizione (cessione) di quote di partecipazioni successivamente all'assunzione del controllo (senza perdita di controllo) siano rilevati a patrimonio netto. Inoltre, le nuove disposizioni stabiliscono che, nel caso di cessione di parte delle quote di partecipazioni detenute con corrispondente perdita di controllo, controllo congiunto o collegamento, la partecipazione mantenuta sia adeguata al relativo *fair value* e la rivalutazione concorre alla formazione della plusvalenza (minusvalenza) derivante dall'operazione di cessione. Le disposizioni delle nuove versioni dell'IFRS 3 e dello IAS 27 sono applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

Con il regolamento n. 1293/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 23 dicembre 2009, è stata omologata la modifica allo IAS 32 "Classificazione delle emissioni di diritti", che chiarisce la classificazione, nel bilancio dell'impresa emittente, degli strumenti che attribuiscono agli azionisti il diritto di acquistare strumenti di *equity* dell'emittente ad un prezzo denominato in una valuta differente da quella funzionale dell'emittente. Tali strumenti, se offerti proporzionalmente a tutti gli azionisti per un importo fisso di disponibilità liquide, sono classificati come strumenti rappresentativi di capitale, anche se il prezzo di esercizio è denominato in una valuta differente da quella funzionale dell'emittente.

La modifica allo IAS 32 è applicabile a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° febbraio 2010 (per Eni: bilancio 2011).

Con il regolamento n. 254/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 25 marzo 2009 è stato omologato l'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "IFRIC 12") che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare, nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero un'attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. Secondo il regolamento di omologazione della Commissione Europea le disposizioni dell'IFRIC 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che iniziano dopo il 29 marzo 2009 (per Eni: bilancio 2010)¹⁵.

Con il regolamento n. 1142/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 26 novembre 2009 è stato omologato l'IFRIC 17 "Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide" (di seguito "IFRIC 17") che definisce i criteri da adottare per la

(15) Secondo quanto previsto dalle disposizioni dell'IFRIC 12, l'interpretazione è efficace a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo, il 1° gennaio 2008. In relazione a ciò a partire dall'esercizio 2008, le disposizioni dell'IFRIC 12 rilevano ai fini della redazione dell'*Annual Report on Form 20-F*. In particolare, a partire dall'esercizio 2007, Eni si è avvalsa delle disposizioni SEC che consentono ai *foreign private issuers* di omettere la riconciliazione del risultato netto e del patrimonio netto determinati secondo gli IFRS ai valori che si sarebbero ottenuti in base agli US GAAP (cd. riconciliazione US GAAP), a condizione che l'*Annual Report on Form 20-F* sia redatto adottando i principi contabili internazionali in vigore emessi dallo IASB (ancorché non omologati dalla Commissione Europea o, seppure omologati, con una differente data di entrata in vigore). L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 12 interessa alcune realtà del Gruppo operanti nel settore della distribuzione secondaria di gas naturale; gli effetti dell'applicazione dell'interpretazione riguardano la differente classificazione del valore di iscrizione delle reti di distribuzione da attività materiali ad attività in concessione.

rilevazione e valutazione delle distribuzioni agli azionisti aventi ad oggetto attività non monetarie ovvero, a scelta dell'azionista, attività non monetarie o disponibilità liquide. In particolare, l'interpretazione stabilisce, tra l'altro, che il valore della distribuzione sia determinato sulla base del *fair value* delle attività oggetto di distribuzione. La passività afferente alla distribuzione è rilevata quando la stessa è approvata dall'organo societario competente; la passività e i relativi eventuali adeguamenti sono iscritti in contropartita al patrimonio netto. All'atto dell'estinzione della passività, l'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non monetarie oggetto di distribuzione e il *fair value* del debito è imputata a conto economico. Secondo il regolamento di omologazione della Commissione Europea le disposizioni dell'IFRIC 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che iniziano dopo il 31 ottobre 2009 (per Eni: bilancio 2010)¹⁶.

Con il regolamento n. 1164/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 27 novembre 2009, è stato omologato l'IFRIC 18 "Cessioni di attività da parte della clientela" (di seguito "IFRIC 18"), che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei trasferimenti di attività operati da un cliente, funzionali a consentire il collegamento del cliente a una rete per la somministrazione di una fornitura. L'interpretazione si applica anche nei casi in cui il cliente trasferisca disponibilità liquide che l'impresa è impegnata ad utilizzare per la realizzazione del collegamento. Se sono soddisfatte le condizioni stabilite dal *framework*, l'*asset* ricevuto è rilevato al relativo *fair value*; quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) l'impresa ricevente verifica a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e provvede, coerentemente, alla rilevazione del ricavo all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'*asset*. Le disposizioni dell'IFRIC 18 non si applicano alle attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Secondo il regolamento di omologazione della Commissione Europea le disposizioni dell'IFRIC 18 sono efficaci a partire dagli esercizi che iniziano dopo il 31 ottobre 2009 (per Eni: bilancio 2010)¹⁷.

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 4 novembre 2009, lo IASB ha emesso la nuova versione dello IAS 24 "Related Party Disclosures", che: (i) integra la definizione di parti correlate prevedendo nuove fattispecie; (ii) per le transazioni poste in essere tra società correlate alla medesima autorità governativa (*Government-related entities*), consente di limitare le informazioni di natura quantitativa alle transazioni rilevanti. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 24 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2011.

In data 12 novembre 2009, lo IASB ha emesso l'IFRS 9 "Financial Instruments" che modifica i criteri di rilevazione e valutazione delle attività finanziarie e la relativa classificazione in bilancio. In particolare, le nuove disposizioni stabiliscono, tra l'altro, un modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basato esclusivamente sulle seguenti categorie: (i) attività valutate al costo ammortizzato; (ii) attività valutate al *fair value*. Le nuove disposizioni, inoltre, prevedono che le partecipazioni diverse da quelle in controllate, controllate congiuntamente o collegate siano valutate al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico. Nel caso in cui tali partecipazioni non siano detenute per finalità di *trading*, è consentito rilevare le variazioni di *fair value* nel prospetto dell'utile complessivo, mantenendo a conto economico esclusivamente gli effetti connessi con la distribuzione dei dividendi; all'atto della cessione della partecipazione, non è prevista l'imputazione a conto economico degli importi rilevati nel prospetto dell'utile complessivo. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 26 novembre 2009, l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 19 "Extinguishing Financial Liabilities with Equity Instruments" (di seguito "IFRIC 19"), che definisce il trattamento contabile da adottare nel caso del regolamento di una passività finanziaria attraverso l'emissione di strumenti rappresentativi di capitale (cd. *debt for equity swap*).

Gli strumenti rappresentativi di capitale emessi per estinguere in tutto o in parte la passività sono valutati al loro *fair value* ovvero, qualora non attendibilmente determinabile, al *fair value* della passività estinta. La differenza tra il valore di iscrizione della passività finanziaria estinta e il *fair value* degli strumenti rappresentativi di capitale emessi è rilevata a conto economico. Le disposizioni dell'IFRIC 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2010 (per Eni: bilancio 2011).

In data 16 aprile 2009, lo IASB ha emesso il documento "Improvements to IFRSs" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali e delle interpretazioni esistenti. Le disposizioni del documento sono efficaci a partire dall'esercizio 2010.

Allo stato Eni sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

(16) Secondo quanto previsto dalle disposizioni dell'IFRIC 17, l'interpretazione è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2009.

(17) Secondo quanto previsto dalle disposizioni dell'IFRIC 18, l'interpretazione è efficace per le transazioni poste in essere il, o dopo il, 1° luglio 2009. Pertanto, analogamente a quanto indicato per l'IFRIC 12, le disposizioni dell'IFRIC 18 rilevano ai fini della redazione del Form 20-F 2009.

■ Note al bilancio consolidato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.608 milioni di euro (1.939 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 450 milioni di euro (616 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Partecipazioni	2.741	
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	257	113
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	45	171
- Altri titoli non quotati	8	
	310	284
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	109	49
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	67	14
- Altri titoli non quotati	9	1
	185	64
Totale altri titoli	495	348
	3.236	348

La voce Partecipazioni si riduce del valore di carico della partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft (2.741 milioni di euro) per effetto dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom il 7 aprile 2009 sulla base degli accordi contrattuali in essere con Eni. Il pagamento è stato effettuato il 24 aprile con un incasso per Eni di 3.070 milioni di euro (4.062 milioni di dollari USA al cambio del giorno). Eni aveva acquisito la partecipazione in Gazprom Neft il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli asset della società russa in liquidazione Yukos. Il prezzo di esercizio dell'opzione corrisponde a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari USA), 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.

I titoli di 348 milioni di euro (495 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.

Gli effetti della valutazione al *fair value* dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2009
Effetto valutazione al <i>fair value</i>	5	1	6
Passività per imposte differite	(1)		(1)
Altre riserve di patrimonio netto	4	1	5

I titoli strumentali all'attività operativa di 284 milioni di euro (310 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd (302 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti commerciali	16.444	14.916
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	402	339
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	85	113
- non strumentali all'attività operativa	337	73
	824	525
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	149	82
- altri	4.805	4.825
	4.954	4.907
	22.222	20.348

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.647 milioni di euro (1.251 milioni di euro al 31 dicembre 2008):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Crediti commerciali	747	260	(15)	(50)	942
Crediti finanziari	19		(13)		6
Altri crediti	485	206	(24)	32	699
	1.251	466	(52)	(18)	1.647

Il decremento dei crediti commerciali di 1.528 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (1.990 milioni di euro); questo decremento è stato parzialmente assorbito dall'aumento dei crediti commerciali del settore Refining & Marketing (380 milioni di euro).

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	12.611	3.395	16.006	11.557	3.004	14.561
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.242	88	1.330	1.037	58	1.095
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.812	502	2.314	1.168	772	1.940
- da 3 a 6 mesi	231	68	299	503	56	559
- da 6 a 12 mesi	248	294	542	294	439	733
- oltre 12 mesi	300	607	907	357	578	935
	2.591	1.471	4.062	2.322	1.845	4.167
	16.444	4.954	21.398	14.916	4.907	19.823

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 260 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2008) è riferito principalmente al settore Gas & Power (165 milioni di euro).

L'accantonamento al fondo svalutazione altri crediti di 206 milioni di euro (137 milioni di euro nel 2008) è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (205 milioni di euro) ed è dovuto principalmente alla svalutazione di crediti verso *partner* locali in *joint venture* affiliati ad Enti Statali in relazione ad investimenti non recuperabili dai "Petroleum Agreements" o a possibili revisioni delle quote partecipative della *joint venture*.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 168 milioni di euro (213 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Altri crediti per 461 milioni di euro del settore Exploration & Production relativi al recupero di costi di investimento sono oggetto di arbitrato (227 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 452 milioni di euro (487 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente crediti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 245 milioni di euro (399 milioni di euro al 31 dicembre 2008), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 179 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e crediti per *leasing* finanziario per 19 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2008). Maggiori informazioni sui *leasing* finanziari sono riportati alla nota n. 12 – Altre attività finanziarie non correnti.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 73 milioni di euro (337 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano per 67 milioni di euro depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni. Il decremento di 264 milioni di euro riguarda per 173 milioni di euro il rilascio del deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario e per 88 milioni di euro il decremento dei depositi di Eni Insurance Ltd.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti verso:		
- <i>partner</i> in <i>joint venture</i> per attività di esplorazione e produzione	2.242	2.372
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	378	457
- compagnie di assicurazione	146	194
	2.766	3.023
Acconti per servizi	857	860
Crediti per operazioni di <i>factoring</i>	171	156
Altri crediti	1.160	868
	4.954	4.907

I crediti per operazioni di *factoring* di 156 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

La valutazione al *fair value* dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

4 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008					31.12.2009				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	466	263		1.155	1.884	616	150		1.363	2.129
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	48	17		3	68	74	17		9	100
Lavori in corso su ordinazione			953		953			759		759
Prodotti finiti e merci	2.528	557		92	3.177	1.889	552		66	2.507
	3.042	837	953	1.250	6.082	2.579	719	759	1.438	5.495

I lavori in corso su ordinazione di 759 milioni di euro (953 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 13 milioni di euro (274 milioni di euro al 31 dicembre 2008) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti. Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 103 milioni di euro (697 milioni di euro al 31 dicembre 2008):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
	697	36	(550)	(80)	103

Gli utilizzi di 550 milioni di euro riguardano essenzialmente i settori Refining & Marketing (336 milioni di euro) e Petrochimica (200 milioni di euro).

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Imprese italiane	53	570
Imprese estere	117	183
	170	753

L'incremento di 583 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito essenzialmente ad Eni SpA che ha versato acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio (430 milioni di euro).

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Iva	623	889
Accise e imposte di consumo	167	119
Altre imposte e tasse	340	262
	1.130	1.270

7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.128	698
Fair value su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	474	236
Altre attività	268	373
	1.870	1.307

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
<i>Interest currency swap</i>	35		80	2	113	
<i>Currency swap</i>	201	2.653	1.701	64	1.855	1.117
Altri	285	98	1.154	142	174	537
	521	2.751	2.935	208	2.142	1.654
Contratti su tassi d'interesse						
<i>Interest rate swap</i>	2		300	1	133	
Altri		4		9	9	
	2	4	300	10	142	
Contratti su merci						
<i>Over the counter</i>	547	1.063	1.850	469	1.383	1.257
Altri	58	65	53	11	234	8
	605	1.128	1.903	480	1.617	1.265
	1.128	3.883	5.138	698	3.901	2.919

Il *fair value* dei contratti 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* su contratti derivati non di copertura di 698 milioni di euro (1.128 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il decremento del *fair value* dei contratti derivati non di copertura di 430 milioni di euro si riferisce principalmente al settore Gas & Power (315 milioni di euro) e ad Eni SpA (160 milioni di euro).

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 236 milioni di euro riguarda la Distrigas NV e si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza. Il *fair value* passivo relativo ai contratti con scadenza 2010 è indicato alla nota n. 19 – Altre passività correnti; il *fair value* attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 14 – Altre attività non correnti e n. 24 – Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 25 e 603 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre attività di 373 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 104 milioni di euro (63 milioni di euro al 31 dicembre 2008), per affitti e canoni di 35 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e per premi assicurativi di 18 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008										
Terreni	598	8			(7)		27	626	656	30
Fabbricati	1.376	102	(106)	(29)	(122)	7	(342)	886	3.125	2.239
Impianti e macchinari	35.880	3.590	(5.737)	(652)	1.301	112	4.548	39.042	91.864	52.822
Attrezzature industriali e commerciali	550	228	(177)	(3)		1	227	826	2.203	1.377
Altri beni	341	124	(83)	(6)	(13)	5	9	377	1.563	1.186
Immobilizzazioni in corso e acconti	11.392	8.260		(653)	2.442	408	(4.351)	17.498	18.716	1.218
	50.137	12.312	(6.103)	(1.343)	3.601	533	118	59.255	118.127	58.872
31.12.2009										
Terreni	626	10			2	(3)	(9)	626	654	28
Fabbricati	886	36	(100)	(37)	25	(34)	46	822	3.129	2.307
Impianti e macchinari	39.042	3.599	(6.370)	(496)	3	(176)	7.238	42.840	101.538	58.698
Attrezzature industriali e commerciali	826	214	(179)	(2)	16	(17)	228	1.086	2.482	1.396
Altri beni	377	152	(130)	(4)		(8)	156	543	1.920	1.377
Immobilizzazioni in corso e acconti	17.498	8.289		(451)	2	(273)	(7.805)	17.260	18.801	1.541
	59.255	12.300	(6.779)	(990)	48	(511)	(146)	63.177	128.524	65.347

Gli investimenti di 12.300 milioni di euro (12.312 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (8.196 milioni di euro), Gas & Power (1.622 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (1.615 milioni di euro) e Refining & Marketing (626 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 222 milioni di euro (236 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (77 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (76 milioni di euro), Refining & Marketing (35 milioni di euro) e Gas & Power (32 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra l'1,9% e il 3,7% (3,5% e il 5,1% al 31 dicembre 2008).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2-10
Impianti e macchinari	2-10
Attrezzature industriali e commerciali	4-33
Altri beni	6-33

Le svalutazioni di 990 milioni di euro (1.343 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	765	576
- Refining & Marketing	292	287
- Petrolchimica	279	121
- Altri settori	7	6
	1.343	990
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	213	197
- Refining & Marketing	108	108
- Petrolchimica	88	33
- Altri settori	2	2
	411	340
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	552	379
- Refining & Marketing	184	179
- Petrolchimica	191	88
- Altri settori	5	4
	932	650

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli *asset* sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). In particolare le *cash generating unit* sono rappresentate generalmente: (i) per il settore Exploration & Production dai campi o insieme (*pool*) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per il settore Gas & Power dalle reti di trasporto, di distribuzione, relative *facilities* e impianti di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale coerentemente con le segmentazioni definite dalle *Authorities* per la definizione delle remunerazioni delle attività nonché dalle navi metaniere e dagli impianti di produzione di energia elettrica; (iii) per il settore Refining & Marketing: dagli impianti di raffinazione e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative *facilities*; (iv) per il settore Petrolchimica: dagli impianti di produzione e relative *facilities*; (v) per il settore Ingegneria & Costruzioni l'intera *Business Unit* con riferimento all'*offshore*, all'*onshore* e alle Perforazioni Terra nonché i Rig di perforazione con riferimento alle Perforazioni Mare. Il valore recuperabile è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione").

I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (*WACC adjusted* post imposte). Per il 2009 i *WACC adjusted* post imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono aumentati in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto del maggior apprezzamento del rischio *equity* e del rischio paese da parte del mercato, parzialmente attenuati dalla riduzione della struttura dei tassi di interesse (costo del denaro e tasso "*risk free*"). I *WACC adjusted* 2009 sono compresi tra il 9% e il 13,5%. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel settore Exploration & Production le principali svalutazioni hanno riguardato proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario essenzialmente nel Golfo del Messico, Australia, Congo, Egitto e Nigeria in funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi.

Nel settore Refining & Marketing i principali asset oggetto di svalutazione sono stati impianti di raffinazione per effetto delle prospettive negative dello scenario di raffinazione per il quale non si prevede un rapido rientro dei fattori di debolezza riscontrati nel 2009 e di fattori specifici degli impianti (bassa complessità).

Nel settore Petrolchimica i principali asset oggetto di svalutazione sono stati gli impianti del ciclo olefine-aromatici-polietilene di Porto Marghera e del Polo Siciliano per effetto del peggioramento dello scenario margini/volumi, in particolare per i prodotti maggiormente commoditizzati, dovuto alla contrazione della domanda, eccesso di capacità e delle previsioni di ulteriore inasprimento della pressione competitiva legato all'avvio di nuova capacità in Medio Oriente.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 511 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.005 milioni di euro) e, in aumento, imprese con moneta funzionale corone norvegesi (339 milioni di euro).

Le altre variazioni negative di 146 milioni di euro comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita per 421 milioni di euro, la vendita di attività materiali per 150 milioni di euro e, in aumento, la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti di 289 milioni di euro, di cui 273 milioni di euro relativi al settore Exploration & Production.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono *unproved mineral interest* come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
31.12.2008						
Congo	641	862	(10)	(81)	85	1.497
USA	1.401		(144)		74	1.331
Turkmenistan		809	(164)		40	685
Algeria		748			(59)	689
Altri paesi	255	209	(90)	(85)	(1)	288
	2.297	2.628	(408)	(166)	139	4.490
31.12.2009						
Congo	1.497	42		(333)	(42)	1.164
USA	1.331	43	(231)	(229)	(32)	882
Turkmenistan	685			(13)	(23)	649
Algeria	689			(220)	(17)	452
Altri paesi	288	137	(54)	(140)		231
	4.490	222	(285)	(935)	(114)	3.378

Gli *unproved mineral interest* si riferiscono al costo di acquisizione del potenziale minerario in connessione a recenti *business combination* in Congo, Golfo del Messico, Turkmenistan e Algeria. Le variazioni dell'anno hanno riguardato per 935 milioni di euro la promozione a riserve certe del potenziale minerario per effetto del progressivo avanzamento delle attività di accertamento delle riserve e sviluppo/*project sanction*. Le svalutazioni di 285 milioni di euro sono dovute a revisioni negative delle riserve che hanno riguardato essenzialmente il Golfo del Messico e, in misura minore, la Nigeria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 4.692 e 5.680 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 28 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2008) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.335 milioni di euro (1.308 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 28 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 19 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 9 milioni di euro. Il decremento di 135 milioni di euro è riferito essenzialmente all'esercizio dell'opzione di riscatto di una piattaforma di perforazione del settore Ingegneria & Costruzioni per 127 milioni di euro.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota 28 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio liquidità. Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota 28 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	64.338	71.189
- Gas & Power	26.566	27.998
- Refining & Marketing	12.899	13.378
- Petrolchimica	5.036	5.174
- Ingegneria & Costruzioni	7.702	9.163
- Altre attività	1.550	1.592
- Corporate e società finanziarie	391	373
- Eliminazione utili interni	(355)	(343)
	118.127	128.524
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	31.983	36.727
- Gas & Power	10.206	10.808
- Refining & Marketing	8.403	8.981
- Petrolchimica	4.124	4.321
- Ingegneria & Costruzioni	2.548	2.858
- Altre attività	1.467	1.513
- Corporate e società finanziarie	179	194
- Eliminazione utili interni	(38)	(55)
	58.872	65.347
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	32.355	34.462
- Gas & Power	16.360	17.190
- Refining & Marketing	4.496	4.397
- Petrolchimica	912	853
- Ingegneria & Costruzioni	5.154	6.305
- Altre attività	83	79
- Corporate e società finanziarie	212	179
- Eliminazione utili interni	(317)	(288)
	59.255	63.177

9 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Greggio e prodotti petroliferi	1.040	1.586
Gas naturale	156	150
	1.196	1.736

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane (1.184 e 1.724 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009), riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

10 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	749	1.907	(2.097)	335	77	971	2.295	1.324
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	148	44	(85)		42	149	1.203	1.054
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	786	17	(93)	(15)	38	733	2.475	1.742
- Immobilizzazioni in corso e acconti	377	264			(61)	580	590	10
- Altre attività immateriali	158	18	(52)	1.595	14	1.733	1.995	262
	2.218	2.250	(2.327)	1.915	110	4.166	8.558	4.392
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Avviamento	2.115			1.417	(1)	3.531		
	4.333	2.250	(2.327)	3.332	109	7.697		
31.12.2009								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	971	1.273	(1.615)		2	631	2.259	1.628
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	149	10	(85)		64	138	1.275	1.137
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	733	20	(153)		71	671	2.403	1.732
- Immobilizzazioni in corso e acconti	580	83			(82)	581	584	3
- Altre attività immateriali	1.733	9	(136)		20	1.626	2.035	409
	4.166	1.395	(1.989)		75	3.647	8.556	4.909
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Avviamento	3.531			15	864	4.410		
	7.697	1.395	(1.989)	15	939	8.057		

I costi per attività mineraria di 631 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o cessazione. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati integralmente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.271 milioni di euro (1.715 milioni di euro nell'esercizio 2008).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 671 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (452 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (157 milioni di euro).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.626 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.244 milioni di euro (1.355 milioni di euro al 31 dicembre 2008) rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV. Tali asset sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni) e della durata residua dei contratti di vendita in essere (4 anni); (ii) il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd per 234 milioni di euro (208 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA per 68 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iv) la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri per 38 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi per attività mineraria	14-33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20-33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3-33
Altre immobilizzazioni immateriali	4-25

Le altre variazioni delle attività immateriali a vita utile definita di 75 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 5 milioni di euro.

Per quanto riguarda le attività immateriali a vita utile indefinita (*goodwill*) la variazione dell'area di consolidamento di 15 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione della Seacom SpA (13 milioni di euro).

Il saldo finale della voce *goodwill* di 4.410 milioni di euro (3.531 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
- Exploration & Production	243	249
- Gas & Power	2.400	3.328
- Refining & Marketing	142	84
- Ingegneria & Costruzioni	746	749
	3.531	4.410

Il *goodwill* rilevato a seguito di *business combination* è attribuito alle *cash generating unit* ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile delle CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il *fair value*, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0% e il 2%; b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione").

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrochimica al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (*WACC adjusted* post imposte). Per il 2009 i *WACC adjusted* post imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono aumentati in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto del maggior apprezzamento del rischio *equity* e del rischio paese da parte del mercato, parzialmente attenuati dalla riduzione della struttura dei tassi di interesse (costo del denaro e tasso "*risk free*"). I *WACC adjusted* 2009 sono compresi tra il 9% e il 13,5%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici *WACC* di settore (su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni); il *WACC* del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il *WACC* del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 7% ed un massimo dell'8% per il settore Gas & Power che ha visto ridotto il *WACC adjusted* in media di circa mezzo punto percentuale rispetto al 2008 per effetto della riduzione della struttura tassi a parità di percezione del rischio *equity*; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso dell'8,5% in aumento di mezzo punto percentuale rispetto al 2008; (iii) per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Relativamente ai valori di *goodwill* significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Mercato gas Italia	743	766
Mercato gas estero	1.342	2.247
- di cui mercato europeo	1.248	2.148
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	2.400	3.328

Il *goodwill* attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in relazione all'acquisto di azioni Italgas a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro).

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale che ha ridimensionato le aspettative di crescita della domanda gas e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il *goodwill* ad essa riferito, si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 28,7% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 28,7% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 3,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 4,4%. Il valore recuperabile della CGU mercato gas Italia e la relativa analisi di *sensitivity* sono stati calcolati sulla base dei soli margini *retail*, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti *business* (industriali, termoelettrici e altri).

Il *goodwill* allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della totalità del capitale della società belga Distrigas NV perfezionata in due momenti: (i) la quota di maggioranza del 57,24% nell'ottobre 2008; (ii) le minoranze per effetto del perfezionamento dell'offerta pubblica obbligatoria e della successiva procedura di *squeeze-out* alle stesse condizioni di prezzo dell'acquisto della quota di maggioranza. Tale *goodwill* è stato attribuito alla CGU mercato europeo alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione Distrigas. Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato europeo riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base del piano quadriennale aziendale che integra Distrigas e le altre attività europee. Il piano recepisce i mutamenti dello scenario gas con il ridimensionamento delle prospettive di crescita della domanda europea e assunzioni coerenti per i margini di commercializzazione. La stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 1,6%. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato europeo rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il *goodwill* a essa riferito, si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 40,9% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 40,9% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 3,9 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 4,0%. Il *goodwill* attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di *goodwill* allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Offshore	416	416
Onshore	314	317
Altre	16	16
	746	749

Il *goodwill* di 749 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (711 milioni di euro).

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU *Offshore* rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del *goodwill* ad essa riferito si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 56% del risultato operativo; (ii) incremento di più di 8 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo.

Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU *Onshore*, compreso il *goodwill* allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU *Offshore*.

Per quanto riguarda il *goodwill* dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di *impairment* hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un *goodwill* di 249 milioni di euro, allo stato il *management* ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle *cash generating unit* alle quali tali *goodwill* sono stati allocati. Il

goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a *proved* e a *unproved mineral interest* nelle *business combination* Lasmo, Burren Energy (Congo) e First Calgary. La variazione rispetto al bilancio 2008 è relativa all'allocazione definitiva del prezzo di acquisto di First Calgary per 65 milioni di euro; (ii) nel settore Refining & Marketing (84 milioni di euro), è stata rilevata una svalutazione di *goodwill* di 58 milioni di euro, di cui 48 milioni di euro relativa ad *asset* commerciali rete e *business* avio acquisiti recentemente in Europa Centro-Orientale, per effetto dei minori margini/volumi associati alla flessione della domanda dei carburanti a causa della recessione economica e alla perdita di quota di mercato, nonché 10 milioni di euro su *asset* minori. Al netto di tali svalutazioni il *goodwill* residuo riguarda principalmente le CGU rete relative alle acquisizioni in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia.

Le altre variazioni di 864 milioni di euro comprendono la rilevazione del *goodwill* relativo all'acquisizione del 42,757% di Distrigas NV a seguito della finalizzazione dell'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas NV, Publigaz SCRL, e del restante 1,14% attraverso la procedura di *squeeze-out* (903 milioni di euro) e, in diminuzione, svalutazioni per 58 milioni di euro, riferite al settore Refining & Marketing come descritto in precedenza.

11 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione a patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2008								
Partecipazioni in imprese controllate	141	41	27	(6)	(5)	3	(24)	177
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.310	47	536	(94)	(444)	(123)	25	3.257
Partecipazioni in imprese collegate	2.188	289	198	(5)	(266)	35	(402)	2.037
	5.639	377	761	(105)	(715)	(85)	(401)	5.471
31.12.2009								
Partecipazioni in imprese controllate	177	1	42	(4)	(8)	(3)	12	217
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.257	25	478	(81)	(254)	(54)	(44)	3.327
Partecipazioni in imprese collegate	2.037	200	173	(156)	(122)	(31)	183	2.284
	5.471	226	693	(241)	(384)	(88)	151	5.828

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 226 milioni di euro si riferiscono per 224 milioni di euro alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 181 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Galp Energia SGPS SA	39	88	33,34	116	64	33,34
- Unión Fenosa Gas SA	200	185	50,00	108	138	50,00
- Artic Russia BV	29		60,00	103		60,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	39	28	89,00	84	22	89,00
- Eni BTC Ltd	16		100,00	35		100,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	34		50,00	33		50,00
- United Gas Derivatives Co	107	127	33,33	24	40	24,55 ^(*)
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	40	22	50,00	15		50,00
- Supermetanol CA	39	34	34,51	6	13	34,51
- Altre	218	231		169	107	
	761	715		693	384	

(*) Percentuale di controllo 33,33

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 241 milioni di euro riguardano principalmente la Ceska Rafinerska AS (140 milioni di euro) che sconta l'esito del test di *impairment* della raffineria, la Transmediterranean Pipeline Co Ltd (30 mi-

lioni di euro) e la Super Octanos CA (21 milioni di euro) che sconta la svalutazione della relativa CGU imputabile all'effetto cambio. Le altre variazioni di 151 milioni di euro comprendono la riclassifica dai crediti finanziari strumentali all'attività operativa a seguito della definizione dell'operazione di conferimento nella PetroSucre SA delle attività venezuelane di Corocoro (153 milioni di euro), la riclassifica da attività destinate alla vendita della partecipazione in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente (68 milioni di euro) e, in diminuzione, il rimborso di capitale di Artic Russia BV (111 milioni di euro) ai due soci Eni ed Enel *partner* al 60%-40% in relazione alla cessione avvenuta il 23 settembre 2009 del 51% della *joint venture* OOO SeverEnergia in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom. Il corrispettivo della cessione di 940 milioni di dollari 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). Il conto economico dell'esercizio ha beneficiato della plusvalenza da valutazione al patrimonio netto di Artic Russia (103 milioni di euro) riferiti per 100 milioni di euro alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito inizialmente all'atto dell'acquisizione della *joint venture* il 4 aprile 2007.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2009 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni Btc Ltd	62	100,00	93	100,00
- Altre (*)	115		124	
	177		217	
Imprese a controllo congiunto:				
- Artic Russia BV	895	60,00	918	60,00
- Unión Fenosa Gas SA	499	50,00	473	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	351	50,00	371	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	268	50,00	284	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	166	49,00	170	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	158	49,00	161	49,00
- Toscana Energia SpA	136	49,38	143	49,38
- Raffineria di Milazzo ScpA	128	50,00	128	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	109	89,00	170	89,00
- Super Octanos CA	90	49,00	66	49,00
- Supermetanol CA	90	34,51	80	34,51
- Unimar Llc	65	50,00	72	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	42	49,00	43	49,00
- Starstroi Llc	19	50,00	31	50,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	40	50,00	8	50,00
- Transitgas AG	33	46,00	33	46,00
- Altergaz SA	25	38,91	28	41,62
- Altre (*)	143		148	
	3.257		3.327	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	862	33,34	914	33,34
- Angola LNG Ltd	453	13,60	612	13,60
- Ceska Rafinerska AS	323	32,44	184	32,44
- PetroSucre SA	19	26,00	176	26,00
- United Gas Derivatives Co	128	33,33	84	24,55 (**)
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	20,00	68	20,00
- ACAM Gas SpA	46	49,00	47	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	32	31,35	29	31,35
- Altre (*)	106		170	
	2.037		2.284	
	5.471		5.828	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

(**) Percentuale di controllo 33,33.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 521 milioni di euro riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (181 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (106 milioni di euro).

Il valore di mercato relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.472.161	33,34	12,08	3.340
Altegaz SA	1.123.954	41,62	29,80	33

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 170 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	27	64
CARDON IV SA	11	32
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	31	32
Charville - Consultores e Serviços Lda	33	21
Southern Gas Constructors Ltd	17	13
Altre		8
	119	170

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2008							
Imprese controllate	25	1		4	30	41	11
Imprese collegate	10			(6)	4	28	24
Altre imprese	437	5	11	(77)	376	382	6
	472	6	11	(79)	410	451	41
31.12.2009							
Imprese controllate	30		(1)	15	44	55	11
Imprese collegate	4			4	8	8	
Altre imprese	376	4	(7)	(9)	364	371	7
	410	4	(8)	10	416	434	18

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro *fair value*.

Il valore netto delle altre partecipazioni di 416 milioni di euro (410 milioni di euro al 31 dicembre 2008) è riferito alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate (*)	30		44	
Imprese collegate	4		8	
Altre imprese:				
- Interconnector (UK) Ltd	135	16,06	134	16,06
- Nigeria LNG Ltd	85	10,40	82	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	83	10,99	78	10,99
- Altre (*)	73		70	
	376		364	
	410		416	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 41 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Burren Energy Ship Management Ltd	17	25
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Co	24	15
Altre	3	1
	44	41

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate non consolidate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	1.361	7.761	4.020	2.215	6.981	4.218
Totale passività	1.230	4.565	1.958	2.081	3.721	1.929
Ricavi netti	134	5.303	5.067	65	3.936	5.718
Utile operativo	2	736	702	(48)	564	141
Utile dell'esercizio	20	490	690	(9)	474	101

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate non consolidate di 2.215 e 2.081 milioni di euro (1.361 e 1.230 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi per 1.873 e 1.860 milioni di euro (923 milioni di euro e 923 milioni di euro al 31 dicembre 2008); l'ammontare residuo è riferito alle società controllate non consolidate che non superano i parametri di rilevanza indicati nei "Criteri di redazione".

12 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.084	1.112
Titoli strumentali all'attività operativa	50	36
	1.134	1.148

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 29 milioni di euro (26 milioni di euro al 31 dicembre 2008). I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.112 milioni di euro (1.084 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (580 milioni di euro), Gas & Power (311 milioni di euro) e Refining & Marketing (111 milioni di euro), nonché crediti per *leasing* finanziario per 97 milioni di euro (128 milioni di euro al 31 dicembre 2008). I crediti per *leasing* finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE, società entrata nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo della Distrigas NV da parte del settore Gas & Power. Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo è di seguito indicato per anno di scadenza:

(milioni di euro)	Scadenza			Totale
	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Oltre i cinque anni	
Credito residuo	19	77	20	116
Quota interessi	6	11	1	18
Valore nominale dei canoni futuri	25	88	21	134

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa – quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 3 – Crediti commerciali e altri crediti.

I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 716 milioni di euro (827 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 460 milioni di euro (617 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I titoli di 36 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si intendono da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 21 milioni di euro e da stati esteri per 15 milioni di euro. Il decremento di 14 milioni di euro è riferito a Banque Eni SA.

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 20 milioni di euro.

La valutazione al *fair value* dei crediti finanziari e dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra l'1,0% e il 4,5% (l'1,9% e il 3,9% al 31 dicembre 2008). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

13 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.764 milioni di euro (3.468 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
	2.912	1.715	(1.078)	(28)	37	3.558

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 23 – Passività per imposte differite.

14 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	24	18
- per interessi su crediti d'imposta	58	55
- per crediti Iva	2	
	84	73
- Amministrazioni finanziarie estere	28	39
	112	112
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	780	710
- altri	268	215
	1.048	925
<i>Fair value</i> su contratti derivati non di copertura	480	339
<i>Fair value</i> su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	197	129
Altre attività	44	433
	1.881	1.938

Le attività di disinvestimento di 710 milioni di euro comprendono: (i) il credito di 421 milioni di euro rilevato nel 2008 a seguito dell'accordo transattivo con le Autorità venezuelane che hanno riconosciuto un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, a fronte dell'asset espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. In base all'accordo tra le parti, la rata 2009 di 71 milioni di euro (104 milioni di dollari) è stata rimborsata attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi (rimborso in *kind*); (ii) il credito di 279 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al *partner* kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi definitivi tra i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di *governance* del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008. Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
<i>Interest currency swap</i>	106	403	120	112	458	197
<i>Currency swap</i>	1	1	11	7	333	33
Altri	29	13	48			
	136	417	179	119	791	230
Contratti su tassi d'interesse						
<i>Interest rate swap</i>	27	217	403	46	677	563
	27	217	403	46	677	563
Contratti su merci						
<i>Over the counter</i>	317	207	859	172	540	659
Altri				2	37	
	317	207	859	174	577	659
	480	841	1.441	339	2.045	1.452

Il *fair value* dei contratti 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* su contratti derivati non di copertura di 339 milioni di euro (480 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 129 milioni di euro è riferito alla Distrigas NV. Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 19 – Altre passività correnti. Il *fair value* passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato alla nota n. 24 – Altre passività non correnti; il *fair value* attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 7 – Altre attività correnti e n. 19 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 29 e 427 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre attività di 433 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono la rilevazione 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 temporale 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.

Passività correnti

15 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Banche	2.411	683
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	3.663	2.718
Altri finanziatori	285	144
	6.359	3.545

Il decremento di 2.814 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (2.889 milioni di euro) parzialmente compensato dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (97 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.718 milioni di euro (3.663 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per 2.020 milioni di euro e di Eni Coordination Center SA per 698 milioni di euro.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Euro	3.801	1.143
Dollaro USA	1.332	2.321
Altre valute	1.226	81
	6.359	3.545

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è del 4,2% e dello 0,8%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2009.

Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 2.241 e 9.533 milioni di euro (rispettivamente 3.313 e 7.696 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

16 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Debiti commerciali	12.590	10.078
Acconti e anticipi	2.916	3.230
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.716	1.541
- altri debiti	3.293	4.325
	5.009	5.866
	20.515	19.174

Il decremento dei debiti commerciali di 2.512 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (1.640 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (619 milioni di euro), Exploration & Production (566 milioni di euro) nonché, in aumento, al settore Refining & Marketing (266 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 3.230 milioni di euro (2.916 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano acconti e anticipi per lavori in corso su ordinazione per 2.590 milioni di euro (2.516 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e altri acconti e anticipi per 640 milioni di euro (400 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Debiti verso:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.007	2.305
- fornitori per attività di investimento	1.057	809
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	441	661
- personale	400	451
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	284	292
	4.189	4.518
Altri debiti	820	1.348
	5.009	5.866

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

La valutazione al *fair value* dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

17 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Imprese italiane	808	363
Imprese estere	1.141	928
	1.949	1.291

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (137 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Altre passività correnti.

18 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Accise e imposte di consumo	920	832
Altre imposte e tasse	740	599
	1.660	1.431

19 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
<i>Fair value</i> su contratti derivati non di copertura	1.418	691
<i>Fair value</i> su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	452	680
Altre passività	1.993	485
	3.863	1.856

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
<i>Currency swap</i>	211	1.234	2.379	113	3.044	2.487
<i>Interest currency swap</i>	78	694	60	8	113	
Altri	299	101	1.181	135	107	684
	588	2.029	3.620	256	3.264	3.171
Contratti su tassi d'interesse						
<i>Interest rate swap</i>	5	500		15		816
	5	500		15		816
Contratti su merci						
<i>Over the counter</i>	769	2.528	191	415	1.244	549
Altri	56	66	119	5	2	54
	825	2.594	310	420	1.246	603
	1.418	5.123	3.930	691	4.510	4.590

Il *fair value* dei contratti 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* su contratti derivati non di copertura di 691 milioni di euro (1.418 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 680 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2008) è riferito al settore Exploration & Production per 369 milioni di euro e alla Distrigas NV per 311 milioni di euro (rispettivamente, 37 e 415 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Il *fair value* relativo al settore Exploration & Production si riferisce al *fair value* passivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2010 posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili (pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006). Al 31 dicembre 2009, per effetto del regolamento delle operazioni degli anni passati, l'ammontare residuo delle riserve oggetto di copertura ammonta a 37,5 milioni di barili. Queste operazioni di copertura sono state poste in essere in relazione alle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo e nel Golfo del Messico. Il *fair value* relativo alla Distrigas NV si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza 2010 è indicato alla nota n. 7 – Altre attività correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 24 – Altre passività non correnti e n. 14 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.882 e 272 milioni di euro (rispettivamente 989 e 895 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

Il decremento delle altre passività di 1.508 milioni di euro è riferito per 1.495 milioni di euro all'estinzione del diritto (*put option*), attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA, a seguito dell'adesione all'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza da parte di Publigaz. La passività era stata rilevata in contropartita al patrimonio netto di competenza Eni.

Passività non correnti

20 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

Tipo	Scadenza	Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						Totale
		2008	2009	Scad.2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	
Banche	2010-29	7.003	9.056	2.028	1.106	3.559	323	1.122	918	7.028
Obbligazioni ordinarie	2010-37	6.843	11.687	1.111	141	38	1.589	1.314	7.494	10.576
Altri finanziatori	2010-21	632	512	52	95	63	55	51	196	460
		14.478	21.255	3.191	1.342	3.660	1.967	2.487	8.608	18.064

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 21.255 milioni di euro (14.478 milioni di euro al 31 dicembre 2008) aumentano di 6.777 milioni di euro. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi per 6.730 milioni di euro, alle differenze da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per 100 milioni di euro e, in diminuzione, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 74 milioni di euro.

I debiti verso banche di 9.056 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito *committed* per 4.030 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 512 milioni di euro (632 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano per 24 milioni di euro operazioni di *leasing* finanziario (161 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Il decremento di 137 milioni di euro riguarda essenzialmente il riscatto alla scadenza contrattuale di un mezzo navale da parte del settore Ingegneria & Costruzioni.

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 in cui tale *rating* minimo non fosse più rispettato gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.323 milioni di euro e a 1.508 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali *covenants* abbia comunque un impatto poco significativo. Inoltre, Saipem SpA ha stipulato accordi di finanziamento con banche per 75 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2008) che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. Eni e Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni di 11.687 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 9.419 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 2.268 milioni di euro.

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso %	
					da	a	da	a
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	58	1.558	EUR	2016		5,000	
Eni SpA	1.500	44	1.544	EUR	2013		4,625	
Eni SpA	1.500	8	1.508	EUR	2019		4,125	
Eni SpA	1.250	66	1.316	EUR	2014		5,875	
Eni SpA	1.250	(4)	1.246	EUR	2017		4,750	
Eni Coordination Center SA	733	6	739	GBP	2010	2019	4,875	6,125
Eni SpA	500	17	517	EUR	2010		6,125	
Eni Coordination Center SA	350	10	360	EUR	2010	2028	2,876	5,600
Eni Coordination Center SA	346	2	348	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Coordination Center SA	176	4	180	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Coordination Center SA	41	(1)	40	EUR	2011	2015		variabile
Eni Coordination Center SA	34		34	CHF	2010			2,043
Eni Coordination Center SA	31	(2)	29	USD	2013			variabile
	9.211	208	9.419					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR	2015		4,000	
Eni SpA	1.000	(15)	985	EUR	2015			variabile
Eni USA Inc	277	(3)	274	USD	2027			7,300
Eni UK Holding Plc	2		2	GBP	2013			variabile
	2.279	(11)	2.268					
	11.490	197	11.687					

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 993 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA per 476 milioni di euro e Eni SpA per 517 milioni di euro. Nel corso del 2009 sono state emesse da parte di Eni SpA nuove obbligazioni per 5.058 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2008 (milioni di euro)	Tasso medio %	31.12.2009 (milioni di euro)	Tasso medio %
Euro	12.284	4,2	19.345	3,9
Dollaro USA	912	6,1	779	3,9
Lira sterlina	859	6,2	742	5,2
Yen giapponese	367	2,0	348	2,0
Altre valute	56	3,8	41	3,0
	14.478		21.255	

Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 2.850 milioni di euro (1.850 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 22.320 milioni di euro (15.247 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Obbligazioni ordinarie	7.505	12.618
Banche	7.056	9.152
Altri finanziatori	686	550
	15.247	22.320

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra l'1,0% e il 4,5% (1,4% e il 3,9% al 31 dicembre 2008).

Al 31 dicembre 2009 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati (151 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.939		1.939	1.608		1.608
B. Titoli disponibili per la vendita	185		185	64		64
C. Liquidità (A+B)	2.124		2.124	1.672		1.672
D. Crediti finanziari	337		337	73		73
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	2.411		2.411	683		683
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	147	6.856	7.003	2.028	7.028	9.056
G. Prestiti obbligazionari	360	6.483	6.843	1.111	10.576	11.687
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	153		153	147		147
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		9	9			
L. Altre passività finanziarie a breve termine	3.795		3.795	2.715		2.715
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	42	581	623	52	460	512
N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M)	6.908	13.929	20.837	6.736	18.064	24.800
O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D)	4.447	13.929	18.376	4.991	18.064	23.055

I titoli disponibili per la vendita di 64 milioni di euro (185 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 320 milioni di euro (360 milioni di euro al 31 dicembre 2008) relativi per 284 milioni di euro (302 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di 73 milioni di euro (337 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 452 milioni di euro (487 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 245 milioni di euro (399 milioni di euro al 31 dicembre 2008) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di specifici progetti industriali e 179 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2008) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd. I crediti finanziari correnti al 31 dicembre 2008 si riferiscono a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario per 173 milioni di euro.

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Variazioni stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Fondo abbandono e ripristino siti	4.574		317	212	(191)	(5)	(110)	4.797
Fondo rischi ambientali	1.980	280			(249)	(22)	(53)	1.936
Fondo rischi per contenziosi	812	372			(62)	(39)	85	1.168
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	404	135					(25)	514
Fondo approvvigionamento merci	308	35		10				353
Fondo per imposte	260	46				(1)	(9)	296
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	96				(39)	(9)	211
Fondo contratti onerosi	4	115			(26)		(3)	90
Fondo mutua assicurazione OIL	72	9			(1)	(1)		79
Altri fondi (*)	929	306	22	(4)	(298)	(72)	(8)	875
	9.506	1.394	339	218	(827)	(179)	(132)	10.319

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti di 4.797 milioni di euro 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 siti (4.500 milioni di euro). Le variazioni di stima di 317 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono delle società Eni Petroleum Co Inc (153 milioni di euro), Eni UK Ltd (76 milioni di euro) ed Eni SpA (51 milioni di euro). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 212 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra l'1,9% e l'8,8% (3,3% e 6,2% al 31 dicembre 2008). Le altre variazioni di 110 milioni di euro riguardano principalmente la riclassifica alle passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per 188 milioni di euro; questo decremento è stato parzialmente assorbito dalle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 70 milioni di euro.

Il fondo rischi ambientali di 1.936 milioni di euro accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, ovvero la stima dei costi di interventi di bonifica e ripristino ambientale dei siti dismessi per i quali generalmente è intervenuta l'approvazione da parte delle competenti amministrazioni. Il fondo è relativo principalmente alla Syndial SpA (1.412 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (394 milioni di euro). Gli accantonamenti dell'anno di 280 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (186 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (68 milioni di euro). Gli utilizzi a fronte oneri di 249 milioni di euro riguardano prevalentemente il settore Refining & Marketing (125 milioni di euro) e la Syndial SpA (97 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 1.168 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 è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (476 milioni di euro), il settore Ingegneria & Costruzioni (278 milioni di euro), la Syndial SpA (220 milioni di euro), l'Eni Corporate (79 milioni di euro) e la Petrolchimica (34 milioni di euro). L'accantonamento di 372 milioni di euro comprende l'onere non ricorrente di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 514 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd.

Il fondo approvvigionamento merci di 353 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci.

Il fondo per imposte di 296 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (176 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (66 milioni di euro).

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 211 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo per contratti onerosi di 90 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo mutua assicurazione *OIL* di 79 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	458	445
Piani pensione esteri	223	204
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri	98	107
Altri fondi per benefici ai dipendenti	168	188
	947	944

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) ad altri piani medici esteri viene determinato 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 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. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

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

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri			Altri	Totale
		Passività lorda	Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri		
2008						
Valore attuale delle passività e delle attività all'inizio dell'esercizio	476	621	(362)	92	118	945
Costo corrente		21		1	48	70
Oneri finanziari	25	28		5	5	63
Rendimento delle attività al servizio del piano			(25)			(25)
Contributi versati		(1)	(41)			(42)
Utili/perdite attuariali	8	(11)	102	3	3	105
Benefici pagati	(65)	(25)	20	(7)	(7)	(84)
Riduzioni ed estinzioni del piano				(2)		(2)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(1)	169	(147)	2	1	24
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	443	802	(453)	94	168	1.054
2009						
Valore attuale delle passività e delle attività all'inizio dell'esercizio	443	802	(453)	94	168	1.054
Costo corrente		27		2	45	74
Oneri finanziari	26	22		6	6	60
Modifiche del piano		81		10		91
Rendimento delle attività al servizio del piano			(16)			(16)
Contributi versati		1	(42)			(41)
Utili/perdite attuariali	18	301	(16)	9	4	316
Benefici pagati	(41)	(45)	22	(7)	(39)	(110)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(15)	14			(1)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(28)	(9)	1	4	(31)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	447	1.146	(500)	115	188	1.396

La passività lorda relativa ai piani pensione esteri di 1.146 milioni di euro (802 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprende la passività di competenza dei *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 77 e 62 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Gli altri benefici di 188 milioni di euro (168 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 119 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e i premi di anzianità per 52 milioni di euro (47 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

(milioni di euro)	TFR		Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			610	935				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(453)	(500)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			157	435				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	443	447	192	211	94	115	168	188
Utili (perdite) attuariali non rilevati	15	(2)	(126)	(442)	4	(6)		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate						(2)		
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	458	445	223	204	98	107	168	188

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2008					
Costo corrente		21	1	48	70
Oneri finanziari	25	28	5	5	63
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(25)			(25)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		1			1
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano			(2)		(2)
	25	25	4	53	107
2009					
Costo corrente		27	2	45	74
Oneri finanziari	26	22	6	6	60
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(16)			(16)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		10	7	4	21
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		1		(3)	(2)
	26	44	15	52	137

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

(%)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2008				
Tasso di sconto	6,0	3,5-13,0	6,0	5,2-6,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,5-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-3,0	2,4-13,0		2,7-4,0
Tasso d'inflazione	2,5	1,3-11,0	2,5	2,5
2009				
Tasso di sconto	5,0	2,7-11,0	5,0	2,0-5,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,0-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,7-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,9-10,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.

Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	10,0	6,0-7,5
Obbligazioni	28,8	2,4-13,0
Attività immobiliari	1,6	6,0-7,5
Altro	59,6	0,5-13,0
Totale	100,0	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a zero milioni di euro (un onere di 77 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

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	14	(12)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 88 milioni di euro. L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2008				
Effetto sull'obbligazione netta	7	15	3	1
Effetto sulle attività al servizio del piano		(62)		
2009				
Effetto sull'obbligazione netta	(7)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		(16)		

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.764 milioni di euro (3.468 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
	5.784	631	(1.434)	3	(22)	(55)	4.907

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Passività per imposte differite	9.252	8.671
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.468)	(3.764)
	5.784	4.907
Attività per imposte anticipate non compensabili	(2.912)	(3.558)
	2.872	1.349

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

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.366	238	(392)	(6)	(34)	5.172
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	654	59	(132)	27	(59)	549
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	173	3	(15)		(2)	159
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	79	31	(91)		42	61
- altre	2.980	300	(804)	(43)	297	2.730
	9.252	631	(1.434)	(22)	244	8.671
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.572)	(84)	100	(8)	79	(1.485)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.397)	(334)	309		32	(1.390)
- ammortamenti non deducibili	(910)	(474)	140	33	25	(1.186)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(735)		58			(677)
- perdite fiscali portate a nuovo	(57)	(150)	40	(7)		(174)
- altre	(1.709)	(673)	431	10	(469)	(2.410)
	(6.380)	(1.715)	1.078	28	(333)	(7.322)
Passività nette per imposte differite	2.872	(1.084)	(356)	6	(89)	1.349

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Le altre variazioni di 89 milioni di euro comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (65 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportate alla nota n. 19 – Altre passività correnti.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 25,8% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa 28,2% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.532 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2010		
2011		2
2012		1
2013	7	
2014	107	43
oltre 2014	64	19
illimitatamente	16	1.273
	194	1.338

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 634 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 194 milioni di euro e ad imprese estere per 440 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 50 e 124 milioni di euro.

24 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati di non copertura	564	372
Fair value su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	499	436
Passività non correnti per imposte sul reddito correnti	254	52
Altri debiti	55	54
Altre passività	1.730	1.566
	3.102	2.480

Il *fair value* dei contratti 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* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
<i>Currency swap</i>	82	694	100	10	296	94
<i>Interest currency swap</i>	4		40	23	394	
Altri	28	50	16			
	114	744	156	33	690	94
Contratti su tassi d'interesse						
<i>Interest rate swap</i>	129	141	3.002	137	41	4.030
	129	141	3.002	137	41	4.030
Contratti su merci						
<i>Over the counter</i>	321	769	197	199	850	219
Altri				3	12	9
	321	769	197	202	862	228
	564	1.654	3.355	372	1.593	4.352

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 372 milioni di euro (564 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 436 milioni di euro (499 milioni di euro al 31 dicembre 2008) è riferito alla Distrigas NV per 275 milioni di euro (235 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e al settore Exploration & Production per 161 milioni di euro (264 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 19 – Altre passività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato alla nota n. 14 – Altre attività non correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 19 – Altre passività correnti e n. 7 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.544 e 129 milioni di euro (rispettivamente 1.878 e 1.832 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

Le passività non correnti per imposte sul reddito correnti di 52 milioni di euro (254 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute a seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili.

Le altre passività di 1.566 milioni di euro (1.730 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono gli anticipi incassati dal *partner* Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.455 milioni di euro (1.552 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili rispettivamente di 542 milioni di euro e 276 milioni di euro riguardano le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile e la Distri RE SA rilevata con l'acquisizione della Distrigas NV, per le quali sono in corso le trattative di vendita.

26 Patrimonio netto**Capitale e riserve di terzi azionisti**

Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2008	2009	31.12.2008	31.12.2009
Saipem SpA	407	567	1.560	2.005
Snam Rete Gas SpA	254	369	948	1.568
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(1)	1	128	123
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság	(11)	8	65	72
Distrigas NV	74		1.162	
Altre	10	5	211	210
	733	950	4.074	3.978

L'incremento del patrimonio netto di Snam Rete Gas SpA comprende l'aumento del capitale versato dai terzi azionisti (1.542 milioni di euro) e, in diminuzione, l'effetto determinatosi a seguito dell'acquisto da Eni di Italgas SpA e di Stogit SpA (1.086 milioni di euro). L'azzeramento del patrimonio netto dei terzi azionisti di Distrigas NV è dovuto all'acquisizione del 100% della società attraverso la finalizzazione dell'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni in forza della procedura di *squeeze-out*.

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.187	6.757
Riserva <i>fair value</i> derivati <i>cash flow hedge</i> al netto dell'effetto fiscale	(90)	(439)
Riserva <i>fair value</i> titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	4	5
Altre riserve	(1.054)	1.492
Riserva per differenze cambio da conversione	(969)	(1.665)
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)
Utili relativi a esercizi precedenti	34.685	39.160
Acconto sul dividendo	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	8.825	4.367
	44.436	46.073

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2009, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2008).

Il 30 aprile 2009 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,65 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 21 maggio 2009, con stacco cedola fissato al 18 maggio 2009. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2008 ammonta perciò a 1,30 euro.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla Legge.

Riserve per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di 6.757 milioni di euro (7.187 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprende le azioni proprie acquistate. Nel corso del 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. L'importo residuo non utilizzato di 430 milioni di euro è stato riclassificato negli Utili relativi a esercizi precedenti (429 milioni di euro) e nelle Altre riserve (1 milione di euro).

Riserva fair value derivati Cash Flow Hedge al netto dell'effetto fiscale e Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale

La riserva per valutazione al fair value dei derivati di copertura cash flow hedge e dei titoli disponibili per la vendita, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

(milioni di euro)	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2007	2		2	(2.185)	841	(1.344)	(2.183)	841	(1.342)
Variazione dell'esercizio 2008	3	(1)	2	964	(364)	600	967	(365)	602
Variazione dell'area di consolidamento				(68)	23	(45)	(68)	23	(45)
Differenze di cambio da conversione				48	(23)	25	48	(23)	25
Utilizzo a conto economico				1.005	(402)	603	1.005	(402)	603
Riserva al 31 dicembre 2008	5	(1)	4	(236)	75	(161)	(231)	74	(157)
di cui: quota Gruppo	5	(1)	4	(128)	38	(90)	(123)	37	(86)
Variazione dell'esercizio 2009	1		1	(636)	246	(390)	(635)	246	(389)
Differenze di cambio da conversione				3	(2)	1	3	(2)	1
Utilizzo a conto economico				155	(44)	111	155	(44)	111
Riserva al 31 dicembre 2009	6	(1)	5	(714)	275	(439)	(708)	274	(434)

La variazione del fair value inefficace ai fini della copertura (componente time value) relativa ai contratti derivati cash flow hedge posti in essere dal settore Exploration & Production si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Effetto rilevato a conto economico	Differenze di cambio da conversione	Valore al 31.12.2009
	(45)	6	1	(38)

Altre riserve

Le altre riserve di 1.492 milioni di euro (negative per 1.054 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

- per 1.086 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stogit SpA a Snam Rete Gas SpA;
- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di SnamProgetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2008);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (194 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- per 2 milioni di euro la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto;
- al 31 dicembre 2008, le altre riserve erano negative per effetto della rilevazione della riserva relativa al diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA (1.495 milioni di euro). La Publigaz ha aderito all'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza e la riserva è stata contestualmente azzerata.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 6.757 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2008) e sono rappresentate da n. 382.952.240 (n. 382.954.240 al 31 dicembre 2008) azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Nel corso dell'esercizio 2009 non sono stati effettuati acquisti ed è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva concesso per l'acquisto di azioni proprie. Le azioni proprie per 414 milioni di euro (505 milioni di euro al 31 dicembre 2008), rappresentate da n. 19.482.330 azioni ordinarie (n. 23.557.425 azioni ordinarie al 31 dicembre 2008), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 4.075.095 azioni si analizza come segue:

	<i>Stock option</i>
Numero azioni al 31 dicembre 2008	23.557.425
- diritti esercitati	(2.000)
- diritti decaduti	(4.073.095)
	(4.075.095)
Numero azioni al 31 dicembre 2009	19.482.330

Al 31 dicembre 2009 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 19.482.330 azioni ordinarie a fronte dei piani di *stock option*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 97.000), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 229.900), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.281.500) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,119 euro e di 27,451 euro rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 3.018.155) e per quelle 2007 (n. 5.144.050) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 7.040.125). Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite alla nota n. 30 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione deliberato il 10 settembre 2009 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 24 settembre 2009.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2009 comprende riserve distribuibili per circa 41.100 milioni di euro.

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

(milioni di euro)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	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 esercizio, 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

27 Altre informazioni

Con riferimento alla comunicazione degli addebiti del 9 marzo 2009 da parte della Commissione Europea concernente un procedimento ai sensi dell'art. 82 CE e dell'art. 54 dell'accordo SEE relativo a presunti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato del gas europeo nel periodo 2000-2005 aventi ad oggetto in particolare l'accesso alle infrastrutture di trasporto TAG, TENP e Transitgas, Eni ha presentato, in data 4 febbraio 2010, alla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione Europea impegni di carattere strutturale per la chiusura del procedimento.

In particolare Eni, previo il consenso dei rispettivi *partner*, si impegna alla dismissione delle partecipazioni azionarie detenute nel gasdotto tedesco Tenp e in quello svizzero Transitgas che trasportano il gas proveniente dalle aree di produzione del Nord Europa. Per quanto riguarda il gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, Eni, in virtù della valenza strategica dell'infrastruttura, ha negoziato con la Commissione una soluzione che prevede il trasferimento della relativa partecipazione a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.

La Commissione Europea ha accettato gli impegni presentati da Eni e provvederà ad operare una verifica di mercato (cd *market test*) prima di adottare una decisione ai sensi dell'articolo 9 del regolamento (CE) n. 1/2003.

Gli asset in oggetto sono costituiti dalle partecipazioni nella Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG), Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH & Co. KG (TENP) e Transitgas AG nonché le attività e passività, connesse essenzialmente alla commercializzazione della capacità di trasporto, delle società consolidate, Eni Gas Transport Deutschland SpA e Eni Gas Transport International SA.

Tenuto conto dei valori al 31 dicembre 2009, le previste cessioni a fronte di detti impegni riguardano la voce partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto per 210 milioni di euro, le attività correnti per 258 milioni di euro, le passività per 98 milioni di euro, di cui 8 milioni di euro non correnti, e il patrimonio netto di Gruppo per complessivi 160 milioni di euro.

Principali acquisizioni*Distrigas NV*

A seguito dell'acquisizione dalla società francese Suez-Tractebel della quota di maggioranza del 57,243%, il 30 ottobre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società belga Distrigas NV. Il 19 marzo 2009 è stata finalizzata l'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 a seguito della procedura di *squeeze-out*. Al 31 dicembre 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, ad eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga. L'allocazione del costo complessivo dell'esercizio 2008 di 2.751 milioni di euro, che include oneri accessori di 12 milioni di euro, alle attività e passività della Distrigas NV, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008, è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Eni Hewett Ltd

A seguito del perfezionamento dell'accordo con la società inglese Tullow Oil Limited, il 28 novembre 2008 è stata acquisita una quota del 52% e l'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture, con l'obiettivo di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio. L'allocazione del costo complessivo di 224 milioni di euro alle attività e passività della Eni Hewett Ltd effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

First Calgary Petroleums Ltd

A seguito dell'acquisizione della totalità delle azioni ordinarie, il 21 novembre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società canadese First Calgary Petroleums Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'allocazione del costo complessivo di 605 milioni di euro, che include oneri accessori di 5 milioni di euro, alle attività e passività della First Calgary Petroleums Ltd effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Hindustan Oil Exploration Co Ltd (HOEC)

A seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale di HOEC, il 5 agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Limited (HOEC). L'obbligo dell'OPA è scattato per effetto dell'acquisto da parte Eni del 27,18% di HOEC nell'ambito dell'operazione Burren. L'allocazione del costo complessivo di 107 milioni di euro alle attività e passività della HOEC, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Di seguito gli esiti dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto delle acquisizioni effettuate nel 2008:

	Distrigas NV ^(a)		Eni Hewett Ltd		First Calgary Petroleums Ltd		Hindustan Oil Exploration Co Ltd	
	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva
(milioni di euro)								
Attività correnti	3.375	3.375	19	20	148	148	115	115
Attività materiali	30	30	118	118	757	855	199	201
Attività immateriali	1.395	1.390	208	217				
Goodwill	1.245	1.248	39	37	88	65		
Partecipazioni	112	112					1	1
Altre attività non correnti	203	203						
Attività acquisite	6.360	6.358	384	392	993	1.068	315	317
Passività correnti	1.796	1.796	17	22	45	82	37	37
Passività nette per imposte differite	504	502	91	94	108	147	31	33
Fondi per rischi e oneri	80	80	52	52	6	5	3	3
Altre passività non correnti	88	88			229	229	17	17
Passività acquisite	2.468	2.466	160	168	388	463	88	90
Patrimonio netto di terzi azionisti	1.141	1.141					120	120
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	2.751	2.751	224	224	605	605	107	107

(a) Non tiene conto della quota di *goodwill* di competenza dei terzi azionisti la cui quota capitale è stata acquisita nel 2009.

28 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		13.139	13.139		9.863	9.863
Imprese controllate non consolidate		151	151		146	146
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.027	1.075	7.102	6.060	1.251	7.311
Altri	8	245	253	5	266	271
	6.035	14.610	20.645	6.065	11.526	17.591

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 9.863 milioni di euro (13.139 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 6.091 milioni di euro (7.004 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 4.936 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (5.965 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (ii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.171 milioni di euro (1.248 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) rischi assicurativi per 253 milioni di euro che Eni ha riassicurato (257 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Nel corso del 2009 sono state estinte le garanzie rilasciate nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA relative alle obbligazioni derivanti dal contratto di *Share Purchase Agreement* sottoscritto con Suez-Tractebel SA per l'acquisizione del 57,24% di Distrigas NV a seguito dell'avvenuta acquisizione (2.739 milioni di euro). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 9.783 milioni di euro (10.202 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 146 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 141 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 64 milioni di euro (79 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.311 milioni di euro (7.102 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.037 milioni di euro (6.001 milioni di euro al 31 dicembre 2008) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 971 milioni di euro (871 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 692 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (716 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 126 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 814 milioni di euro (983 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 271 milioni di euro (253 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle *fee* di rigassificazione. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 206 milioni di euro (223 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 23 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 266 milioni di euro (232 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Impegni	13.382	16.668
Rischi	1.660	1.277
	15.042	17.945

Gli impegni di 16.668 milioni di euro (13.382 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano: (i) le *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 10.302 milioni di euro (10.585 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno contrattuale è stimato in 3.941 milioni di euro ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". L'impegno di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2032; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 1.151 milioni di euro (1.247 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per 5,7 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in 990 milioni di euro (1.222 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 150 milioni di euro (180 milioni di euro al 31 dicembre 2008); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (vi) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc per il contratto di trasporto gas dal terminale di Cameron (USA) alla rete americana. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 110 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di 1.277 milioni di euro (1.660 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 899 milioni di euro (1.273 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 378 milioni di euro (387 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Impegni non quantificabili

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi 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; (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 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 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, concentra 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 con moneta 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 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 di 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 di 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%)

(milioni di euro)	2008				2009			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
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%)

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

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

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l’esposizione dell’impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* 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 massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni quali la diversificazione del rischio e la rotazione 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 di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di *risk management* Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni 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

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	
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

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2010	2011-2014	Oltre	
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 tabella 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

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	
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							
<i>Take-or-pay</i>	13.986	13.365	13.123	13.827	13.838	169.268	237.407
<i>Ship-or-pay</i>	546	538	545	559	567	3.658	6.413
- Altri impegni di acquisto con clausole <i>take-or-pay</i> e <i>ship-or-pay</i>	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 a Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.

(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(3) 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.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 52,8 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

Impegni per investimenti

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2010	2011	2012	2013	2014 e oltre	
Impegni per <i>major projects</i>	4.119	3.793	2.829	1.928	11.357	24.026
Impegni per altri investimenti	9.330	5.284	3.467	3.640	7.489	29.210
	13.449	9.077	6.296	5.568	18.846	53.236

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2009 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2009 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*". Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In *habitat* particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione di idrocarburi.

Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D. Lgs. 231/2001).

Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro (D. Lgs. 81/2008) e i successivi aggiornamenti (D. Lgs. 106/2009) hanno introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni e in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre, sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica; tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone e ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni all'Eni, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance HSE* secondo un ciclo di miglioramento continuo (*Deming*).

Progressivamente Eni sta andando a copertura totale delle certificazioni dei siti operativi. Le realtà industriali e commerciali della Divisione Refining & Marketing sono tutte certificate ISO 14001 e sei siti registrati EMAS, nel settore petrolchimico gli stabilimenti hanno acquisito congiuntamente le certificazioni ISO 14001, OHSAS 18001 e EMAS. Le centrali di EniPower sono certificate EMAS. Gli altri settori sono prevalentemente certificati ISO14001 e OHSAS 18001.

Il sistema di controllo dei rischi operativi HSE è basato sul monitoraggio degli indicatori HSE (con cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e un piano di *audit* secondo un modello su tre livelli (HSOE Corporate, HSE di unità di *business* e di sito) così articolato:

- *audit* interne di sistemi di gestione (condotte da personale interno o terzi);
- *audit* di certificazione/mantenimento /rinnovo di sistemi di gestione con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore;
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- *audit* specifiche per tematiche mirate (es. *audit* a seguito di segnalazioni/eventi/infortuni/incidenti).

Eni si è dotata di un modello di Area Professionale HSE per la gestione dei ruoli e delle conoscenze delle risorse e dispone di un sistema di formazione avanzato per il personale HSE che ha l'obiettivo di:

- favorire comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia e il controllo dei rischi HSE;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- promuovere il *knowledge sharing*.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Rischi e incertezze associati con i trend in atto della domanda e offerta di gas in Europa ed Italia

Nel 2009 la domanda europea di gas ha registrato una significativa flessione (-7,4% rispetto al 2008 su base destagionalizzata) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. La contrazione della domanda è stata particolarmente severa sul mercato nazionale che ha registrato una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate. La situazione nel mercato italiano è stata aggravata dalla contemporanea rilevante crescita dell'offerta di gas in relazione al completamento dei piani di espansione della capacità di importazione da parte di Eni e di operatori terzi. In particolare nel 2009 Eni ha finalizzato/portato a regime gli *upgrading* delle due principali linee di importazione da Russia e Algeria (i gasdotti TAG e TTPC) per un totale di nuova capacità di 13 miliardi di metri cubi/anno interamente messi a disposizione di terzi. Inoltre nell'ultima parte del 2009 è stato avviato il nuovo terminale di rigassificazione *offshore* di Rovigo della capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno da parte di un consorzio di *competitor*. Pertanto la capacità di approvvigionamento gas è aumentata in misura massiccia in un periodo di forte calo della domanda creando una condizione di significativa *overcapacity*. In tale contesto, i risultati operativi del *business* gas di Eni sono stati penalizzati in termini di minori volumi di vendita e di riduzione dei margini unitari a causa della crescente pressione competitiva e del calo della domanda sia in Italia, sia in Europa dove l'offerta abbondante ha limitato la capacità di Eni di allocare le proprie disponibilità di gas. Le prospettive della domanda e dell'offerta di gas in Italia e in Europa restano sfidanti. La ripresa della domanda si stima graduale a causa delle incertezze macroeconomiche. Infatti, la crescita economica – principale *driver* della domanda gas – nell'Europa dei 27 Stati è prevista debole sul breve-medio termine. Inoltre la crescente adozione di modelli di consumo energetico maggiormente improntati all'efficienza e al risparmio, nonché la competizione proveniente dalle fonti di energia rinnovabile o alternativa limiteranno ulteriormente le prospettive di ripresa della domanda di gas. A tale riguardo è importante ricordare che nel Consiglio europeo del marzo 2007, i capi di Stato hanno adottato un pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti *target* di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%. Tali interventi sono stati ratificati dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.

Sulla base dei *trend* in atto sul lato domanda, il *management* Eni ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita di lungo termine della domanda europea di gas, portandole da un precedente c.a.g.r. (*compound average growth rate* – tasso di crescita medio composto) del 2% fino al 2020 a un più modesto c.a.g.r. dell'1,5% che implica un volume di consumi di poco inferiore ai 600 miliardi di metri cubi al 2020 rispetto alla precedente stima di 720 miliardi. Per il mercato italiano, le previsioni di lungo termine sono per un c.a.g.r. di poco inferiore al 2% applicato al livello di domanda 2009 che comporta un consumo di gas al 2020 di 94 miliardi di metri cubi rispetto alla stima precedente di 107 miliardi. Tale scenario di scarsa dinamicità della domanda associato all'offerta abbondante di gas potrà penalizzare i risultati e il *cash flow* del *business* del *marketing* del gas nei prossimi anni.

I trend negativi in atto nella domanda e offerta di gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas sul medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicureranno circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas (escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 20 anni. I contratti prevedono clausole di *take-or-pay* in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo già corrisposto. La clausola "*take-or-pay*" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity – AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto, generalmente compresa in un intervallo 10%–100%), del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare nel corso degli anni contrattuali successivi la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi-base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali *ship-or-pay*.

Il *management* ritiene che gli attuali *trend* di mercato di scarsa dinamicità della domanda e offerta abbondante, unitamente alla possibile evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono dei fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dai contratti *take-or-pay*. Nel 2009 Eni ha rilevato debiti verso fornitori a fronte del valore delle quantità di gas relativamente alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle attuali clausole di *take-or-pay*. Nei prossimi tre anni il *management* ritiene che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali per volumi significativi a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di *oversupply* sul mercato nazionale ed europeo, allo stato non prevedibile. Inoltre il meccanismo degli anticipi espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Questa situazione potrebbe comportare il rischio di impatti negativi su margini unitari, risultati operativi e *cash flow*.

Sulla base dei volumi e dei prezzi di vendita del gas previsti dal *management* nel quadriennio di piano ed oltre le quantità relativamente alle quali potrà rendersi dovuto l'anticipo previsto dalle clausole di *take or pay* saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Eni attuerà le necessarie azioni per preservare la redditività e il *cash flow* dell'attività commerciale di gas naturale. Le principali iniziative identificate nei piani aziendali riguarderanno:

- azioni volte a massimizzare i volumi facendo leva sulla presenza contemporanea su più mercati, il *know-how* nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas (che non prevede di avere obbligazioni di *take-or-pay* neanche nei prossimi anni) e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;
- la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura di lungo termine sulla base del diritto contrattualmente previsto di rinegoziare condizioni e termini al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008. Nei primi mesi del 2010 si sono concluse alcune rinegoziazioni con un impatto positivo sia sui risultati dell'esercizio 2009 sia in chiave prospettica, assicurando a Eni una maggiore flessibilità per i propri programmi commerciali;
- nel mercato italiano, azioni di proposizione di formule di *pricing* innovative e di miglioramento della qualità del servizio;
- azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al *business*;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del circolante commerciale.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è stata accompagnata anche dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1° luglio 2008 (ai sensi

delle disposizioni di cui alla delibera 11/07 così come modificata dalla delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG di poteri di regolamentazione, recentemente estesi a tutte le attività della filiera gas ed energia elettrica e in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di approvazione dei relativi codici di accesso. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'AEEG ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, con consumi inferiori a 200.000 metri cubi annui. Pertanto le decisioni dell'AEEG in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In tema di poteri della AEEG di fissazione delle condizioni economiche di fornitura si è concluso il lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, che ha previsto l'obbligo, a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima.

Nel corso del 2009, infine, con la delibera ARG/gas 64/09, l'AEEG ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e i clienti domestici). Tale meccanismo prevede essenzialmente il trasferimento del prezzo di un paniere di idrocarburi sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali e la presenza di una quota fissa che si attiva solo nel caso in cui gli idrocarburi nei mercati europei raggiungano bassi livelli di prezzo. Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il decreto legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. In particolare l'Autorità ha adottato un sistema di vigilanza fondato su una metodologia di analisi che prevede più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso un indicatore che consente di concentrare l'attività di analisi sui soggetti per i quali si possa ragionevolmente ritenere più probabile la violazione del divieto di traslazione.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti *take-or-pay* nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

Oltre agli elementi sopra citati, un'ulteriore fonte di incertezza normativo/regolamentare è rappresentata dalle cosiddette *gas release*, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. Nel 2004 Eni ha ceduto – conformemente a quanto concordato con l'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) – un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale ripartiti in quattro anni (2,3 miliardi di metri cubi l'anno nel periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008) con cessione contestuale della capacità di trasporto correlata. Analogamente, nel 2007 Eni si è resa disponibile a vendere a terzi al Punto di Scambio Virtuale, un volume di gas naturale di 4 miliardi di metri cubi in due anni per il periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2009. Per l'anno termico 2009/2010 il D.L. 78/2009 ha imposto ad Eni l'ulteriore obbligo di cedere al Punto di Scambio Virtuale 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali. Nonostante la procedura ad evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti. Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi ripetutamente dall'AEEG (da ultimo nella relazione al Parlamento sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale - delibera PAS 3/10), non si può escludere la possibilità di nuove *gas release* a carico di Eni.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil & gas

La recessione economica globale e la riduzione dell'attività produttiva che si è verificata a cavallo tra il 2008 e buona parte del 2009 hanno determinato la marcata flessione della domanda di energia con il conseguente impatto negativo sulle quotazioni delle principali *commodity* energetiche. Pur in presenza di deboli fondamentali (domanda reale, livello scorte), i prezzi del petrolio hanno registrato a partire dalla metà del 2009 un'inversione di tendenza sostenuta dalle aspettative di ripresa del ciclo economico e dai tagli OPEC, attestandosi a fine anno in una fascia di prezzo compresa tra i 70-80 dollari barile. La volatilità dei prezzi del petrolio rappresenta una criticità per la sostenibilità dei programmi di investimento delle *oil&gas company*, tenuto conto dei lunghi tempi di realizzazione e del processo di valutazione e realizzazione. La redditività dei progetti è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, che rappresentano la migliore stima del *management* dei fattori fondamentali della domanda e dell'offerta che concorrono a definire il prezzo di equilibrio del petrolio di lungo termine. Questo supporta il conseguimento dei *target* attesi di redditività dei progetti anche in fasi di contrazione del ciclo petrolifero. Per il quadriennio 2010-2013 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 65 dollari barile (termini reali 2013), Eni prevede un programma di investimenti di 52,8 miliardi di euro, di cui 37,7 miliardi (71%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas che evidenzia un incremento non sostanziale (+8%) rispetto alla precedente manovra quadriennale varata nella fase di minimo del ciclo. I principali motivi di incremento dei costi sono: (i) lo sviluppo di nuovi progetti (in particolare in Iraq, Venezuela e progetti *offshore* angolano) che assicureranno il contributo alla crescita produttiva oltre l'orizzonte di piano; (ii) la sostanziale tenuta dei costi di approvvigionamenti di materiali e servizi specialistici per l'industria petrolifera rispetto alle previsioni del piano precedente di un sensibile ridimensionamento, tenuto conto che lo scenario petrolifero ha dimostrato una certa resistenza nel contesto recessivo globale e che le compagnie petrolifere non hanno ridotto gli investimenti in misura apprezzabile.

Altri *trend* di pressione sui costi sono rappresentati dalla crescente incidenza nel portafoglio delle *oil companies*, compresa Eni, di progetti localizzati nell'*offshore* profondo e in aree delocalizzate, lontane dalle infrastrutture di esportazione, spesso in ecosistemi complessi che comportano elevati costi unitari di sviluppo.

La volatilità del prezzo del petrolio rappresenta un elemento di incertezza anche per il rimpiazzo delle riserve. Infatti, la variazione del prezzo innesca due fattori contrapposti di revisione delle riserve certe di idrocarburi.

Il primo è dato dalle minori o maggiori riserve iscritte a fronte dei contratti di *production sharing* (PSA) dove a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuisce all'aumentare del prezzo del barile e viceversa. L'altro fattore è rappresentato dalle maggiori o minori riserve iscritte sulle code di produzione che normalmente sono commerciabili a certi livelli di prezzo e non lo sono a livelli di prezzo significativamente più bassi rispetto a quelli utilizzati per la loro valutazione originale.

Per quanto riguarda gli altri settori di *business* Eni, nel settore Gas & Power è prevista per il 2010 una modesta ripresa della domanda europea e nazionale di gas dopo la rilevante flessione del 2009. Il permanere di questa situazione di scarsa dinamicità della domanda unitamente ai progetti di espansione della capacità di importazione realizzati da Eni e da operatori terzi e ai provvedimenti normativi di *gas release* recentemente adottati rappresentano fattori di rischio per i margini commerciali del settore Gas & Power e potranno eventualmente comportare il ritiro di quantità di gas inferiori ai volumi minimi contrattualmente previsti, con la conseguente necessità di corrispondere anticipi ai fornitori da recuperare negli esercizi futuri con l'aumento dei consumi al verificarsi di una ripresa più solida della domanda di gas. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi nell'Andamento Operativo del settore Gas & Power.

I settori Refining & Marketing e Petrolchimica sono particolarmente esposti alla volatilità del ciclo economico considerati i deboli fondamentali delle rispettive industrie di appartenenza caratterizzate da eccesso di capacità, elevata pressione competitiva, basse barriere all'entrata e prodotti commoditizzati. Inoltre questi settori sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio i cui aumenti si trasferiscono solo con un certo ritardo sui prezzi dei prodotti derivati. Pertanto in situazioni di prezzi crescenti della carica petrolifera, i margini dei prodotti petroliferi e petrolchimici sono penalizzati. In chiave previsionale, il

management non ipotizza nel 2010 un rapido rientro dei fattori di debolezza che hanno penalizzato le *performance* operative di questi settori nel 2009. I margini di raffinazione nel 2009 hanno registrato un calo significativo di circa il 50% sul Brent e circa il 60% su di un paniere di greggi leggeri e pesanti, scendendo al di sotto del livello di *break-even*, per effetto: (i) del calo dei prezzi dei prodotti petroliferi in funzione della minore domanda e dell'elevato livello delle scorte, in particolare ha pesato la crisi del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è diminuito in misura drastica; (ii) degli aumenti repentini del costo della carica nei mesi primaverili non guidati da una ripresa dei fondamentali che il settore non è stato in grado di trasferire sui prezzi finali; (iii) del restringimento del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione. Allo stato non è prevedibile un'inversione di tendenza di questi fattori almeno sul breve termine.

Per quanto riguarda il settore petrolchimico Eni, nonostante le azioni intraprese di contenimento dei costi fissi e di consolidamento della struttura industriale funzionale al rafforzamento delle aree di vantaggio competitivo, il ritorno del settore al pareggio operativo è ottenibile solo in presenza di una generale ripresa del ciclo economico che almeno sul breve termine rimane incerta.

Da questo quadro si distingue il settore Ingegneria & Costruzioni che mantiene costanti portafoglio, ordini e redditività, grazie a una presenza articolata in diversi settori di mercato e a un buon posizionamento nelle aree di frontiera, tradizionalmente meno esposte alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi *asset*, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere per il medio termine un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem.

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

	2008			2009		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
(milioni di euro)						
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura ^(a)	(374)	(558)		(26)	45	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(b)	50	2		36	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(b)	495	19	3	348	13	1
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(c)	22.446	(254)		20.748	(361)	
- Crediti finanziari ^(b)	1.908	117		1.637	72	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	20.570	(53)		19.228	(48)	
- Debiti finanziari ^(b)	20.837	(607)		24.800	(508)	
Attività valutate a fair value in applicazione della fair value option:						
- Partecipazioni ^(b)	2.741	241			163	
Passività nette per contratti derivati di copertura^(e)	280	1.012	964	751	161	(636)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per 49 milioni di euro di proventi (oneri per 131 milioni di euro nel 2008) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 4 milioni di euro di oneri (oneri per 427 milioni di euro nel 2008).

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

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 427 milioni di euro di oneri (oneri per 385 milioni di euro nel 2008) (essenzialmente svalutazioni) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 66 milioni di euro di proventi (proventi per 131 milioni di euro nel 2008) (essenzialmente differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (essenzialmente differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 155 milioni di euro di proventi (proventi per 1.005 milioni di euro nel 2008) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 6 milioni di euro di proventi (proventi per 7 milioni di euro nel 2008) (componente *time value*).

Valori di mercato degli strumenti finanziari

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

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

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al *fair value* al 31 dicembre 2009 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita"; (ii) nel livello 2, gli strumenti derivati compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2009 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del *fair value*. Per quanto riguarda gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al *fair value* si rinvia alle note n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita, n. 7 – Altre attività correnti, n. 14 – Altre attività non correnti, n. 19 – Altre passività correnti e n. 24 – Altre passività non correnti.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

ENI SpA

- (i) **Subsidenza.** Sono state svolte indagini giudiziarie da parte della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nelle aree interessate. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto e altri enti territoriali, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. La competenza per lo svolgimento del processo è stata demandata al Tribunale di Ravenna. All'esito delle rinnovate indagini preliminari la Procura della Repubblica di Ravenna ha presentato richiesta di archiviazione del procedimento penale. Da notizie di stampa risulta che una o più delle parti civili sarebbero intenzionate a proporre opposizione.
- (ii) **Presunto danneggiamento – Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Il Giudice per l'Udienza Preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere per "imputazione di adulterazione di sostanze alimentari" e ha rinviato a giudizio per gli altri capi di imputazione. Il Tribunale di Gela ha emesso sentenza di assoluzione escludendo la sussistenza dei fatti contestati al Direttore e Amministratore pro-tempore della Raffineria. Alcuni coltivatori del comprensorio di Gela, costituitisi parte civile nel procedimento di primo grado, hanno proposto appello avverso la sentenza di assoluzione ai soli fini civili. Nel corso della prima udienza, tenutasi il 17 dicembre 2009, il Procuratore Generale ha chiesto il rigetto dell'appello proposto dalla sola parte civile ritenendo fondate le motivazioni della sentenza assolutoria di primo grado. La Corte d'Appello ha rinviato il processo all'udienza del 25 febbraio 2010. In data 25 febbraio 2010, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione. La Corte si è riservata di depositare la motivazione nei prossimi 60 giorni.
- (iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007 la Pro-

cura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello avanti alla Corte di Appello di Caltanissetta.

Nel corso della prima udienza la Corte d'Appello ha riaperto l'istruttoria dibattimentale, disponendo una perizia collegiale.

In data 10 dicembre 2009 i periti nominati dalla Corte hanno depositato la propria relazione e gli allegati.

In data 21 gennaio 2010 la Corte d'Appello di Caltanissetta ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati.

(iv) Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela. Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Vi è stato avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste. Il procedimento è stato successivamente assegnato a un giudice diverso ed è stata quindi disposta la rinnovazione del dibattimento. Nella fase dibattimentale sono stati escussi sia i testi dell'accusa che della difesa. Inoltre, successivamente, è stato sentito il primo consulente tecnico della difesa. Il processo prosegue per l'esame dell'altro consulente tecnico della difesa.

(v) Incendio colposo (Priolo). La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo.

La prima udienza dibattimentale, nella quale potranno costituirsi le parti, è fissata per il 26 febbraio 2010. Nel frattempo il Tribunale di Siracusa con l'ordinanza del 5 febbraio 2010 e a seguito dell'eccezione di inammissibilità presentata dalla difesa, ha escluso tutte le parti civili costituite fra cui anche la Presidenza del Consiglio dei Ministri e ha ammesso il solo Ministero dell'Ambiente. Il processo prosegue per l'esame di tre testi del Pubblico Ministero.

(vi) Falda profonda del sito di Priolo – Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa. La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente a oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli (oggi Divisione R&M di Eni SpA) e di Syndial e Polimeri Europa.

Le attività di accertamento tecnico disposte dalla Procura sono terminate il 15 ottobre 2009.

Il 25 febbraio 2010 è stata depositata la relazione di consulenza tecnica.

Secondo tale elaborato i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D. Lgs. 152/2006; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni la difesa degli indagati Syndial, Polimeri Europa e Eni - Divisione R&M presenterà memoria per chiedere l'archiviazione del procedimento.

SYNDIAL SpA

(vii) Porto Torres – Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari. La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres, per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. All'udienza preliminare del 17 luglio 2009, si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, l'associazione Anpana (protezione animali) e la società Fratelli Polese Snc con sede presso il sito industriale. Nessuna di queste ha chiesto la citazione del responsabile civile e nessuna ha indicato la quantificazione del danno, riservandosi di quantificarlo in un secondo momento. La difesa dell'imputato ha chiesto termine per l'esame dell'atto di costituzione e per la verifica dei titoli di legittimazione. La difesa di Syndial ha presentato una serie di eccezioni sull'ammissibilità della costituzione delle parti civili; il Giudice, riservatosi sul punto, scioglierà la propria riserva all'udienza prevista il 19 febbraio 2010. A tale udienza il giudice, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardanti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso tutte le parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres; ha invece ammesso la costituzione di parte civile de: il Comune di Porto Torres, la Provincia di Sassari, l'Associazione Ambientalista Anpana ed infine la società F.Ili Polese Snc. Il giudice ha infine autorizzato la citazione dei Responsabili Civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA. Il giudizio prosegue per la costituzione dei Responsabili Civili citati.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

SYNDIAL SpA (EX ENICHEM SpA)

- (i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Sono in corso trattative tra le parti per la quantificazione del danno ambientale relativo al solo anno 1990; in vista di ciò il giudizio è stato più volte rinviato sino alla prossima udienza del 28 gennaio 2010. Tale udienza è stata ulteriormente rinviata, in pendenza delle trattative fra le parti, al 22 luglio 2010.
- (ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato nel dicembre 2002 EniChem SpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia poi Ineos Vinyls Italia SpA, ora Vinyls Italia SpA), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, inizialmente non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. L'odierna Vinyls, nel costituirsi in giudizio, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. La Provincia di Venezia, in sede di memoria istruttoria, ha quantificato l'entità del preteso danno subito in 287 milioni di euro. Syndial ha predisposto note scritte che mettono in evidenza come tale determinazione risulti effettuata in assenza di prove e in base a considerazioni rispetto alle quali il Tribunale e la Corte d'Appello Penale di Venezia – con sentenze passate in giudicato – avevano ritenuto EniChem completamente estranea ai fatti contestati. All'udienza del 16 ottobre 2009, fissata per la discussione della perizia, è stata dichiarata l'interruzione del processo perché Vinyls Italia, nel frattempo, è stata assoggettata ad amministrazione controllata. Il processo rimane pertanto sospeso sino all'eventuale riassunzione della causa da parte della Provincia.
- (iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotona – Enti precedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato innanzi al Tribunale civile di Milano Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotona. Il procedimento giudiziale di primo grado attualmente in corso nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario Delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006. La domanda della Regione Calabria è di ottenere il risarcimento del danno ambientale, quantificato in 129 milioni di euro per i costi della bonifica (ammontare basato sulla stima dei costi del progetto di bonifica ipotizzato dal Commissario Straordinario) e in circa 800 milioni di euro per altre voci di danno (danno all'ambiente, aumento della spesa sanitaria regionale, danni di immagine) da quantificarsi più precisamente in corso di causa. La domanda della Presidenza del Consiglio, del Ministero dell'Ambiente e del Commissario Delegato è di ottenere il risarcimento dei costi di bonifica (sul punto la domanda di 129 milioni di euro si sovrappone alla richiesta della Regione) e il risarcimento del danno ambientale residuo, da quantificarsi nel corso del giudizio. Nel febbraio 2007 è stata depositata una perizia di parte commissionata ad APAT dal Ministero dell'Ambiente che stimava il valore del danno ambientale risarcibile in 1.920 milioni di euro, comprensivi dei costi di bonifica – esplosi a 1.620 milioni di euro rispetto agli originari 129 milioni di euro – e di una stima di danno ambientale pari a circa 300 milioni di euro. L'ammontare stimato nella perizia di parte, sommato alla pretesa risarcitoria della Regione Calabria, porta al totale di 2.720 milioni di euro. Syndial ha prodotto nel maggio e nel settembre 2007 relazioni tecniche di parte che, con motivate ragioni, contestano con vigore la perizia commissionata dal Ministero, sia sullo stato di contaminazione dei luoghi, sia sull'attribuibilità della contaminazione a Syndial, sia sui criteri adottati per il calcolo degli oneri di ripristino, erronei, arbitrari e contrari alle norme di buona tecnica. Il 7 ottobre 2009 è stata depositata la disposta CTU volta a definire lo stato di inquinamento del sito e a valutare il possibile costo del ripristino, con l'eventuale rinvio ad ulteriore CTU per la definizione sia del rischio sanitario causato dall'inquinamento, sia la quantificazione del danno ambientale.

Le conclusioni a cui perviene il collegio dei periti sono sostanzialmente in linea con le posizioni espresse da Syndial sul tema delle modalità con cui effettuare la bonifica, definite sulla base di un'analisi di rischio che porta a porre in essere interventi efficaci e mirati. Il progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato. A giudizio dei periti sono necessari degli interventi non previsti da Syndial, su una delle aree esterne (la c.d. area archeologica), mentre viene esclusa la necessità di procedere al dragaggio dei sedimenti marini. I costi dell'intervento di bonifica sono stimati in linea con le valutazioni fatte da Syndial. La CTU è meno favorevole a Syndial nella parte in cui vengono analizzate le fonti della contaminazione del sito che si ritiene determinata dalla gestione anche recente delle scorie di lavorazione. Il CTU ritiene, in sintesi, che la tecnologia di produzione era una BAT (*best available technology*), ma che il trattamento delle scorie avrebbe potuto essere effettuato in modo più rispettoso per l'ambiente e che i prodotti (c.d. Cubilot) non avevano quelle caratteristiche di stabilità fisico-chimiche che avrebbero impedito il rilascio di contaminanti nel suolo.

Per quanto riguarda la determinazione del danno ambientale diverso dal ripristino, vale la pena di osservare che la perizia APAT prodotta dal Ministero dell'Ambiente calcolava il danno da mancata fruizione del sito sulla base del costo di ripristino, costo che la CTU riduce in modo molto significativo. Qualora però le conclusioni del CTU sull'attribuibilità della contaminazione alla gestione Syndial fossero accettate dal giudice, la società potrebbe essere chiamata a rispondere, quantomeno in parte e qualora ne venga accertata la sussistenza, di danni ambientali diversi dalla fruizione dei beni (danni alla collettività, incremento della spesa sanitaria regionale).

In data 14 novembre 2009, Syndial ha depositato le osservazioni alla CTU, condividendo, da una parte, il modello concettuale adottato dai CTU e dimostrando, dall'altra, come la contaminazione del sito sia da attribuire prevalentemente alla gestione pregressa di altri operatori – fino agli anni 70 – dei residui di lavorazione.

In data 11 novembre 2009, anche la Regione Calabria ha depositato le proprie osservazioni alla CTU, contestando l'inquinamento anche in aree, circostanti il sito, non prese in considerazione dai CTU.

L'udienza per l'esame della perizia e delle osservazioni delle parti, inizialmente fissata per il 13 gennaio 2010, è stata rinviata al 13 aprile 2010, perché nel frattempo assegnata ad altro giudice.

Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2007 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica e il 5 dicembre 2008 ha presentato un nuovo progetto di bonifica per il ripristino delle aree. In riferimento all'iter di approvazione di tale progetto, oltre alla rimozione delle discariche fronte mare e la loro riallocazione in altra area (oggetto di precedente parziale approvazione da parte della Conferenza dei Servizi e subordinata all'ottenimento del giudizio di compatibilità ambientale da parte della Regione Calabria), la Conferenza dei Servizi decisoria del 23 luglio 2009 ha ritenuto approvabili anche la realizzazione della barriera idraulica e del relativo impianto di trattamento delle acque di falda (a condizione che, nel caso in cui il monitoraggio successivo ne dimostri l'efficacia, Syndial progetti e realizzi la barriera fisica fronte mare) e l'avvio del primo lotto di interventi sui suoli tramite tecnologie in situ, a condizione che siano asportati tutti i rifiuti presenti sulle aree, individuati sulla base di apposito sopralluogo.

In un primo momento il fondo per rischi e oneri ambientali del bilancio di Syndial SpA accoglieva uno stanziamento di 103 milioni di euro a fronte dei prevedibili oneri dell'originario progetto di bonifica, non ritenendo la società di aver alcuna responsabilità per il danno ambientale in considerazione del limitato periodo di gestione delle attività industriali e delle responsabilità assunte dal Commissario Delegato per non aver di fatto svolto alcuna attività nel periodo di gestione della bonifica.

Successivamente, a fronte del nuovo progetto di bonifica, il fondo rischi ambientali è stato integrato di 154 milioni di euro per un totale di 257 milioni di euro. Non si è ritenuto di stanziare l'intero onere stimato del progetto di bonifica (300 milioni di euro) in considerazione della sua approvazione solo parziale.

Per completezza si segnala che era stata avviata nel 2003 dal Commissario Delegato e dalla Regione Calabria una prima azione di richiesta di risarcimento del danno, azione nella quale era intervenuta anche la Provincia di Crotona. Nel maggio 2007 il tribunale di Milano ha accolto l'eccezione formulata da Syndial sulla nullità della procura a margine dell'atto di citazione e respinto le domande di risarcimento. Pende l'appello avverso tale decisione. Le domande formulate in questa prima causa, sono, nella loro sostanza, assorbite da quelle formulate nei due successivi giudizi.

- (iv) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in 1.833,5 milioni di euro oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la

quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008.

Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado. Nell'atto di appello Syndial ha altresì presentato istanza di sospensiva della esecutività della sentenza di primo grado. Il Ministero dell'Ambiente, nell'appello incidentale presentato, ha chiesto alla Corte d'Appello di riformare la sentenza di primo grado condannando Syndial, in aggiunta a quanto già deciso dal Tribunale di primo grado, all'ulteriore importo di 1 miliardo e 900 milioni di euro o, in subordine, di 1 miliardo e 300 milioni di euro. All'udienza dell'11 dicembre 2009 la Corte di Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, a opera dell'art. 5 bis, D.L. 135/2009, e su richiesta dell'Avvocatura dello Stato, ha disposto il rinvio al 28 maggio 2010, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emetta il decreto di determinazione dei criteri di quantificazione del risarcimento per equivalente patrimoniale del danno ambientale, ai sensi del suddetto art. 5 bis, D.L. 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza.

Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al Tar Piemonte e che riguarda l'impugnazione del decreto ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore, il Tar Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul lago sono state modificate dal Tar Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato. Il giudizio è stato rinviato a data da destinarsi, in considerazione dell'avvio dell'iter di approvazione del piano di caratterizzazione da parte della Conferenza dei Servizi che, con verbale del 28 aprile 2009, lo ha approvato, con prescrizioni. Syndial ha impugnato tale verbale e il relativo decreto approvativo ministeriale. L'impugnazione è stata proposta non per contestare il contenuto del piano di caratterizzazione, a cui la società sta dando corso, ma soltanto per evitare di prestare implicitamente acquiescenza alla richiesta del Ministero (contestata nei ricorsi pendenti) che configura l'obbligo in capo a Syndial di eseguire la bonifica.

Syndial ha inoltre presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato, essendo state imposte le prescrizioni contestate nel procedimento sopra descritto. L'eventuale soccombenza in sede amministrativa implicherebbe l'obbligo per Syndial di sostenere oneri di bonifica, al momento non quantificabili, che comunque sarebbero fatti valere come risarcimenti in forma specifica da poter portare in deduzione da quanto potrebbe essere imposto a titolo di risarcimento del danno ambientale nell'ambito del contenzioso civile pendente avanti alla Corte d'Appello di Torino.

(v) Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.

Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, e il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa 139 milioni di euro e dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa 80 milioni di euro, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa 16 milioni di euro. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio, infatti, Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Con sentenza del marzo 2008, il Tribunale di Genova ha respinto, in quanto infondate, tutte le domande proposte dal Comune di Carrara e dal Ministero dell'Ambiente. Nel giugno 2008 il Comune di Carrara e il Ministero dell'Ambiente hanno notificato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, ribadendo le richieste avanzate in primo grado, richiedendo complessivamente a tutti i convenuti un risarcimento pari a circa 189,8 milioni di euro. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste dell'attore. Il giudizio è proseguito senza integrazione dell'istruttoria rispetto a quella già svolta in primo grado. La causa è stata rinviata a luglio 2010 per la precisazione delle conclusioni.

(vi) Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta. Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa e Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti

del Ministero dell'Ambiente, eccependo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Il TAR Catania con sentenza n. 1254/2007, ha annullato nel merito le suddette prescrizioni. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia, per l'annullamento della sentenza, formulando anche istanza cautelare di sospensione dell'efficacia del provvedimento impugnato.

La domanda di sospensione formulata dagli appellanti è stata accolta dal CGA. Le prescrizioni oggetto di tale pronuncia sono state reiterate dal Ministero dell'Ambiente con ulteriori provvedimenti che le società hanno provveduto ad impugnare e i cui effetti sono stati nuovamente oggetto di sospensione cautelare da parte del TAR Catania.

Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania n. 200/08 che accoglie anche gli ulteriori ricorsi, aventi a oggetto analoghe prescrizioni. Nel giugno 2008 anche detta sentenza è stata appellata dal Ministero dell'Ambiente e dai Comuni di Augusta e Melilli avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa, senza tuttavia istanza di sospensiva.

L'udienza per la discussione di entrambi gli appelli pendenti avanti il CGA, in origine fissata all'11 dicembre 2008, è stata poi rinviata *sine die* per la pendenza delle questioni pregiudiziali dinanzi alla Corte di Giustizia della Comunità Europea (v. *infra*).

Inoltre, nell'aprile 2008, le Società hanno impugnato anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 20 dicembre 2007, per la parte in cui l'Amministrazione ha mostrato di voler proseguire nelle opere di bonifica dei sedimenti della Rada di Augusta con la realizzazione di ulteriori interventi. In tale procedimento il TAR Catania ha disposto una CTU, depositata in data 20 febbraio 2009, che è favorevole alle ragioni delle società ricorrenti. Il giudizio prosegue.

Nel maggio 2008, le società hanno inoltre impugnato avanti il TAR Catania, con istanza di sospensione cautelare, anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 6 marzo 2008 (ed altri provvedimenti successivi), per contestare nuovamente una richiesta di integrazione del progetto definitivo di bonifica della falda con opere di marginamento fisico, nonché "nuovi criteri" cui l'Amministrazione ha condizionato la restituzione di aree agli usi legittimi.

Nell'ambito di tale ultimo procedimento, su richiesta delle società ricorrenti, il TAR Catania ha rimesso alla Corte di Giustizia della Comunità Europea alcune questioni interpretative della normativa comunitaria, pregiudiziali alla decisione dei ricorsi, quali i principi del "chi inquina paga", di proporzionalità, buon andamento e ragionevolezza con riferimento alla riparazione del danno ambientale. Si era in attesa della sentenza della Corte di Giustizia della Comunità Europea: tale pronuncia è stata emessa il 9 marzo 2010 ed è tendenzialmente favorevole agli interessi delle tre Società, precisando tra l'altro che nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" resta centrale l'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento.

Si segnala inoltre che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero.

Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma della estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.

ENI SpA

(vii) Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe. Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debentrici, e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa 46 milioni di euro oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite e la causa è stata rinviata all'udienza del 5 maggio 2010 per l'istruttoria. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

SYNDIAL SpA (EX ENICHEM SpA)

(i) Serfactoring SpA: cessione crediti. Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA. La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA e Terni Industrie Chimiche SpA (oggi entrambe Syndial SpA) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Ser-

factoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring, il liquidatore ha avviato il suddetto procedimento affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi, pretendendo quindi la restituzione di quanto già pagato a Serfactoring e non corrisposto ad Agrifactoring da Federconsorzi. L'odierna Syndial e Serfactoring, quest'ultima in via riconvenzionale, hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004. La domanda di Agrifactoring – ridotta in sede di CTU all'importo, per sorte capitale, di 42,3 milioni di euro circa – è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Syndial, da determinare nel proseguimento del giudizio. È stato proposto appello da Agrifactoring e nel giugno 2008 la causa è stata decisa con sentenza parziale che, riformando la sentenza di primo grado, ha accolto le domande proposte da Agrifactoring, condannando Serfactoring a restituire a Agrifactoring quanto da quest'ultima pagato alla prima e non rimborsato da Federconsorzi. La Corte, ha disposto il rinnovo della CTU contabile, al fine, preliminarmente, di accertare l'importo complessivo corrisposto da Agrifactoring a Serfactoring e l'importo complessivo corrisposto da Federconsorzi ad Agrifactoring e quindi di determinare il quantum da restituirsì a Agrifactoring; la causa proseguirà con l'esame della CTU contabile. Serfactoring e Syndial (in via cautelativa, avendo già formulato riserva di gravame) hanno proposto ricorso per Cassazione avverso la suddetta sentenza parziale del 2008 della Corte d'Appello di Roma. Agrifactoring ha a sua volta presentato controricorso, chiedendo la dichiarazione di inammissibilità o il rigetto del ricorso. Si attende la fissazione dell'udienza di discussione. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

SAIPEM SpA

(ii) **CEPAV Uno e CEPAV Due.** Saipem partecipa ai consorzi Cepav Uno (Saipem 50,36%) e Cepav Due (Saipem 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di realizzazione) e Milano-Verona (in fase di progettazione). Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un addendum al contratto tra il consorzio Cepav Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro poi aggiornato a 1.770 milioni di euro. Il consorzio e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006, a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. Il termine per il deposito del lodo è attualmente fissato al 27 dicembre 2011. Nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio Cepav Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera, sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "legge obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Relativamente all'arbitrato, avviato il 28 dicembre 2000, intentato dal consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, nel gennaio 2007 il collegio arbitrale con lodo parziale si è espresso a favore del consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. La perizia, volta alla loro determinazione è stata depositata il 19 ottobre 2009. Il giudizio si è concluso in data 23 febbraio 2010 con il deposito del lodo, che ha condannato TAV a corrispondere al consorzio Cepav Due la somma di euro 44.176.787 oltre gli interessi legali e la rivalutazione monetaria dalla data della domanda di arbitrato al saldo; ha inoltre condannato TAV al pagamento di ulteriori euro 1.115.000 oltre interessi e rivalutazione dal 30 ottobre 2000 al saldo. TAV ha proposto ricorso avanti la Corte di appello di Roma avverso il lodo arbitrale parziale del gennaio 2007 e l'udienza di precisazione delle conclusioni è prevista per il 28 gennaio 2011.

Nel febbraio 2007 il consorzio Cepav Due ha notificato a TAV una seconda domanda di arbitrato in seguito all'entrata in vigore del decreto legge n. 7 del 31 dicembre 2007 che aveva revocato, tra l'altro, la concessione rilasciata a suo tempo dall'ente Ferrovie dello Stato a TAV SpA, per la realizzazione della tratta ferroviaria alta velocità Milano-Verona. Gli effetti della revoca si estendevano anche alla convenzione che Cepav Due aveva stipulato con TAV SpA nel 1991. L'art. 12 del decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito con legge 133/2008, ha poi disposto la "abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e pertanto la convenzione stipulata da Cepav Due con TAV SpA nel 1991 prosegue senza soluzione di continuità con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Il secondo giudizio arbitrale è comunque proseguito per la determinazione dei danni subiti dal Consorzio anche in data antecedente la revoca della concessione e si è in attesa che il collegio arbitrale disponga la Consulenza Tecnica d'Ufficio volta alla loro quantificazione. Il termine per il deposito del lodo è attualmente fissato al 31 dicembre 2010.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e di altre autorità regolamentari

3.1 Antitrust

ENI SpA

- (i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.
- (ii) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nell'ambito delle iniziative avviate dalla Commissione Europea volte a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione Europea, nel maggio 2006 era stata notificata a Eni la decisione della Commissione che ingiungeva a Eni e a tutte le società da essa esclusivamente o congiuntamente controllate, di sottoporsi a un accertamento ispettivo ai sensi dell'art. 20, par. 4, del regolamento n. 1/2003 del Consiglio, al fine di verificare l'eventuale presenza di comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, volti a ostacolare l'accesso al mercato italiano della fornitura del gas all'ingrosso o a ripartire il mercato con altre imprese coinvolte in attività di fornitura e/o trasporto del gas naturale. Analoghe iniziative erano state contestualmente assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio. Il 9 marzo 2009, Eni ha ricevuto dalla Commissione Europea una comunicazione degli addebiti concernente un procedimento ai sensi dell'art. 82 CE e dell'art. 54 dell'accordo SEE relativo al presunto ingiustificato rifiuto di accesso alle infrastrutture di trasporto TAG (Austria) e TENP/Transitgas (Germania/Svizzera), interconnesse al sistema italiano di trasporto, attraverso pratiche "di accaparramento di capacità, degrado della capacità e limitazione strategica dell'investimento", con l'effetto di "impedire lo sviluppo di una concorrenza effettiva nel mercato a valle e [...] causare un danno per i consumatori". La Commissione Europea, nella comunicazione di cui trattasi, prospetta la possibile imposizione di rimedi strutturali e di un'ammenda che, ove irrogata, potrebbe essere significativa. Eni, dopo aver completato la verifica dell'impianto accusatorio della comunicazione degli addebiti, sotto il duplice profilo della veridicità dei fatti contestati e della loro effettiva configurabilità come violazioni della normativa sulla concorrenza, ha provveduto a depositare le proprie difese scritte e, in data 27 novembre 2009, le ha illustrate oralmente nell'audizione innanzi ai rappresentanti della Commissione. In data 4 febbraio 2010 Eni, pur ribadendo l'assoluta legittimità del proprio operato, ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale per determinare la chiusura – senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni – della procedura. In particolare, Eni si impegna alla dismissione delle partecipazioni da essa stessa detenute nelle società concernenti il gasdotto tedesco Tenp, quello svizzero Transitgas e quello austriaco TAG. Con riferimento a quest'ultimo, in virtù della valenza strategica dello stesso, si prevede che il trasferimento della relativa partecipazione debba avvenire nei confronti di un soggetto controllato dallo Stato italiano. La Commissione Europea ha annunciato che intende sottoporli ad un *market test*. Ad esito del *market test* la Commissione potrà adottare una decisione ai sensi dell'articolo 9 del regolamento (CE) n. 1/2003, rendendo obbligatori gli impegni ed escludendo così l'irrogazione di qualsiasi sanzione. Qualora, ad esito del *market test*, la Commissione decidesse di non ritenere accettabili gli impegni proposti da Eni o qualora quest'ultima, per qualsiasi ragione, decidesse di ritirarli, il procedimento *antitrust* ordinario riprenderebbe il suo corso e in questa eventualità non si può escludere che lo stesso si concluda con un provvedimento di condanna con sanzione ed eventuali rimedi strutturali nel corso del 2010. Avverso il provvedimento di condanna della Commissione sarebbe in ogni caso esperibile ricorso ai Giudici Comunitari.
- (iii) **TTPC.** Nell'aprile 2006 Eni ha presentato ricorso avanti il Tribunale Amministrativo per il Lazio avverso il provvedimento del 15 febbraio 2006 con il quale l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato aveva deliberato che la condotta posta in essere da Eni nel 2003 con riguardo all'esecuzione del piano di potenziamento del gasdotto TTPC di importazione del gas

naturale dall'Algeria costituiva abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE. In quella sede l'Autorità inflisse a Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro ridotti a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno di Eni di attuare misure pro-concorrenziali, tra le quali in particolare il potenziamento del gasdotto in questione. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Il TAR del Lazio ha in parte accolto il ricorso proposto da Eni annullando la quantificazione della sanzione, riconoscendo la non adeguata ponderazione da parte dell'AGCM delle circostanze addotte da Eni. Contro la sentenza del TAR hanno presentato autonomo ricorso al Consiglio di Stato sia l'AGCM che Eni e TTPC.

(iv) Accertamenti dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel settore della vendita e distribuzione del gas in Italia. In data 7 maggio 2009, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, alla luce di segnalazioni inviate dalla società Sorgenia, ha avviato un'istruttoria nei confronti di una serie di operatori integrati nella vendita e distribuzione di gas in Italia, tra i quali Eni e Italgas, nella quale ipotizza un asserito abuso di posizione dominante costituito da comportamenti diretti a ostacolare la fase di cambio del fornitore da parte dei clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc. Ciò avrebbe permesso alle società di vendita dei gruppi integrati di preservare le proprie quote di mercato nelle aree in cui operano i distributori del gruppo.

Il termine per la conclusione del procedimento istruttorio nei confronti di Eni e di Italgas è attualmente fissato al 30 giugno 2010.

ENI SpA POLIMERI EUROPA SpA E SYNDIAL SpA

(v) Contenzioso antitrust nel settore degli elastomeri – Ente procedente: Commissione Europea. Nel dicembre del 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato contestualmente indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri. Attualmente risulta ancora pendente, innanzi alla Commissione Europea, una sola indagine riguardante il prodotto NBR. In relazione alla procedura sul CR per presunte infrazioni commesse dal 1993 al 2002 nell'EEA, la Commissione Europea nel dicembre 2007 ha archiviato la posizione di Syndial e ha contemporaneamente inflitto una ammenda pari a 132,16 milioni di euro in solido a Eni e Polimeri. Le Società hanno presentato ricorso presso il Tribunale di Prima Istanza Ue avverso tale decisione e hanno provveduto al pagamento dell'ammenda nel marzo 2008. Per quanto riguarda gli altri prodotti (BR/SBR), la Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa *antitrust* e ha comminato un'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido. Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima istanza Ue. Le udienze per la trattazione orale della causa si sono tenute nell'ottobre 2009 e allo stato si è in attesa del disposto delle relative sentenze. In attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa aveva fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di euro e versato il residuo importo della sanzione. A fronte della decisione da ultimo menzionata della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attestasse l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano; la relativa udienza di trattazione è stata fissata a maggio 2010. Sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

(i) Toscana Energia Clienti SpA

La Toscana Energia Clienti ha citato la Diddi Srl avanti al Tribunale di Lucca in merito all'interpretazione della Delibera AEEG 229/01, riguardo le presunte mancate letture, per inaccessibilità del contatore, riferito a consumi superiori a 5.000 mc/anno. La controparte costituendosi in giudizio ha proposto azione riconvenzionale. All'udienza del 12 novembre 2008 il giudice ha emesso sentenza accogliendo quanto sostenuto dalla società e limitando l'indennizzo dovuto alla controparte in soli 1.475 euro oltre a 90 euro di interessi. La somma è già stata pagata alla controparte che nel dicembre 2009 ha notificato l'atto di appello.

(ii) Distribuidora De Gas Cuyana SA

Procedimento di infrazione avviato dall'Ente Nazionale di regolamentazione del settore del gas in Argentina. L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni *standard* ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso.

La società impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva.

In data 28 aprile 2006 la società ha presentato formalmente istanza di acquisizione documentale nei confronti di Enargas al fine di prendere conoscenza dei documenti sulla cui base viene contestata la presunta infrazione.

- (iii) **Istruttoria dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sull'applicazione della disciplina in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione.** Con sentenza VIS 93/09 del 25 settembre 2009 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha avviato istruttorie formali nei confronti di 5 imprese di vendita di energia elettrica, tra cui Eni, per accertare l'eventuale violazione delle disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione di cui alle delibere 152/06, 156/07 e 272/07 e irrogare eventuali sanzioni amministrative pecuniarie. Il termine di durata dell'istruttoria è fissato in 120 giorni a decorrere dalla data di comunicazione del provvedimento agli interessati.

4. Contenziosi fiscali

ITALIA - ENI SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico.** Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico prospiciente il territorio comunale per un ammontare di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni ed interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la società ha presentato tempestivo ricorso contestando: (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale; (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione Tributaria Provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni. Il Comune ha presentato appello presso la competente Commissione Tributaria Regionale che con sentenza del gennaio 2003 ha respinto l'appello confermando la sentenza di primo grado. Il Comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, ed ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo con sentenza del 19 gennaio 2009 depositata il 14 dicembre 2009.

Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. Il giudizio prosegue in appello presso la Commissione Tributaria di grado superiore.

Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Tortoreto, Falconara Marittima, Pedaso e, nel 2009, Gela. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa 7,5 milioni di euro. La Società ha presentato ricorso contro tutti gli avvisi di accertamento.

ESTERO - AGIP KARACHAGANAK BV

- (ii) **Contestazioni per mancato pagamento di imposte con conseguente addebito di interessi e penali.** Nel luglio 2004 le competenti autorità kazakhe hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di *audit* fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. Entrambe le società avevano presentato ricorso avverso gli avvisi di accertamento ed un accordo preliminare sulla modifica dell'avviso tramite autotutela era stato raggiunto in data 18 novembre 2004. L'avviso di accertamento è stato emesso ora in via definitiva con riscossione coattiva dell'importo. L'importo definitivo accertato, comprensivo di interessi e sovrattasse ammonta a US\$ 39 milioni in quota Eni. Le società contestano gli importi dell'avviso e si riservano il diritto di proseguire il contenzioso con le autorità kazakhe tramite procedura arbitrale internazionale.

Nell'ottobre 2009, le competenti autorità kazakhe hanno condotto una verifica fiscale generale delle *branch* kazakhe di Agip Karachaganak BV e di Karachaganak Petroleum Operating BV, relativamente al periodo d'imposta dal 2004 al 2007. Nel dicembre 2009 le autorità fiscali hanno emesso avviso di accertamento per il periodo di imposta 2004, ma non hanno ancora proceduto ad alcuna notifica per gli anni successivi. La verifica del 2004 ha generato richieste per US\$ 21,6 milioni a titolo di

imposta sul reddito e ritenute alla fonte per US\$ 0,3 milioni. Tali ammontari sono oggetto di disputa e le società hanno presentato ricorso. Inoltre nel corso del 2009, a fronte di *audit* relativi agli anni 2003-2006, le autorità kazakhe hanno contestato la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice Karachaganak Petroleum Operating BV. Sono in corso negoziazioni ai fini di una composizione della disputa.

- (iii) **Contenzioso fiscale Eni Angola Production BV.** Nei primi mesi del 2009 il Ministero delle Finanze angolano, a seguito di una verifica fiscale iniziata a fine 2007, ha emesso avvisi di accertamento per gli anni 2002-2007 con i quali ha contestato a Eni Angola Production BV quale contitolare della concessione di Cabinda, la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della *Petroleum Income Tax*. La società ha presentato ricorso avverso tale provvedimento presso la Corte Provinciale di Luanda per tutti gli anni in contestazione. In primo grado, i giudici del tribunale di Luanda hanno dichiarato la propria incompetenza ed è attualmente in corso il giudizio presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

5. Indagini della Magistratura

- (i) **EniPower.** Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. A EniPower (committente) e alla SnamProgetti (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e SnamProgetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni.

Eni, nell'ambito di una Linea Guida di fermezza e trasparenza, ha assunto le deliberazioni necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nel frattempo è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e SnamProgetti non sono indicate tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di SnamProgetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D. Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e SnamProgetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento, a esclusione di Romeo Franco Musazzi e ABB Instrumentation SpA per intervenuta prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010 è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D. Lgs 231/2001. Il processo è stato rinviato all'udienza del 13 aprile 2010 al fine di permettere la citazione dei responsabili civili delle ulteriori società coinvolte.

- (ii) **Trading.** Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; nel procedimento Eni è parte offesa. Il giudice per le indagini preliminari ha rigettato in buona parte la richiesta di archiviazione formulata dal Pubblico Ministero. Alla luce del provvedimento del GIP, la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni, in qualità di persona offesa, il decreto di citazione diretta a giudizio nei confronti dei suoi due ex dirigenti, per l'imputazione di truffa aggravata dall'aver procurato alla persona offesa un danno patrimoniale di rilevante entità con abuso delle relazioni d'ufficio e di prestazione d'opera. La prima udienza fissata per il 27 gennaio 2010 è stata rinviata al 30 marzo 2010 a causa dell'astensione dalle udienze deliberata dall'Unione delle Camere Penali Italiane.

- (iii) **Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi.** SnamProgetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono Halliburton/ Kbr, Technip e JGC. Il consorzio TSKJ a partire dal 1994 ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. SnamProgetti SpA, la società controllante di SnamProgetti Netherlands BV, è stata una diretta control-

lata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di SnamProgetti a Saipem; SnamProgetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione del 43% di Saipem. Con la cessione di SnamProgetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

La US Securities and Exchange Commission (SEC), lo US Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, stanno indagando su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: sin dal giugno del 2004, Eni e Saipem/SnamProgetti hanno risposto volontariamente alle richieste di informazioni (da parte della SEC e del DoJ) in relazione alle indagini in corso. Nel febbraio 2009, KBR e la precedente società controllante, Halliburton, hanno reso noto di avere concluso un accordo con SEC e DoJ in riferimento alla vicenda TSKJ e ad altre vicende non specificate. KBR/Halliburton si è dichiarata colpevole con riferimento alle accuse di violazione del Foreign Corrupt Practices Act (FCPA) per condotte derivanti dalla loro partecipazione alla TSKJ e concordato di pagare una sanzione di 402 milioni di dollari nonché una transazione civile con SEC per 177 milioni di dollari. La vicenda TSKJ, tenuto conto anche degli accordi stipulati tra KBR, DoJ e SEC, potrebbe comportare (a parte azioni nei confronti delle persone fisiche coinvolte) anche responsabilità a carico degli altri consorziati; la legislazione statunitense prevede, in caso di accertate condotte illecite, l'applicazione (i) di sanzioni pecuniarie che potrebbero essere molto significative, e (congiuntamente o meno) (ii) di misure correttive, quali, a titolo esemplificativo, la sottoposizione delle società a una procedura di "monitoraggio" per le attività di progetti futuri e/o per la verifica e implementazione di sistemi di controllo interni più efficienti, il *debarment* ossia l'esclusione, in tutto o in parte, da progetti futuri o l'interruzione di quelli eventualmente in corso con il governo/autorità statunitensi, etc.

Attraverso un comunicato stampa del 12 febbraio 2010, la società francese Technip ha annunciato che, a valle di un intensificarsi di contatti con le autorità americane nelle ultime settimane, ha deciso di eseguire uno stanziamento di 245 milioni di euro in relazione a una possibile transazione con tali autorità. La decisione sarebbe stata assunta alla luce delle discussioni con il DoJ e la SEC che permetterebbero a Technip di ipotizzare una chiusura complessiva della vertenza.

Per quanto riguarda SnamProgetti ed Eni, si sono recentemente intensificati i contatti con le Autorità statunitensi. Allo stato delle discussioni è ipotizzabile una chiusura transattiva complessiva con le autorità statunitensi, in linea con quanto annunciato da Technip. Di conseguenza si è ritenuto di effettuare uno stanziamento di 250 milioni di euro in particolare a fronte degli obblighi contrattuali di indennizzo assunti da Eni nei confronti di Saipem nell'ambito della cessione di SnamProgetti SpA. Continuano le discussioni con le Autorità.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato sin dal 2004 indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. In data 17 luglio 2009, data di trasmissione di un decreto di perquisizione e sequestro notificato a Saipem/SnamProgetti, la società ha avuto notizia che la Procura della Repubblica di Milano ha sottoposto a indagine più persone delle quali almeno un ex dirigente di SnamProgetti; in precedenza, non risultavano – per quanto noto alla società – persone sottoposte a indagine. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società. In caso di condanna ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, oltre alle sanzioni amministrative, è applicabile la confisca del profitto del reato. In fase di indagini preliminari, sono possibili il sequestro preventivo di tale profitto e misure cautelari.

In data 31 luglio 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Saipem SpA (in quanto incorporante di SnamProgetti SpA) un decreto con il quale era stata fissata per il 22 settembre 2009 un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 nel quale Eni SpA e Saipem SpA sono sottoposte a indagine per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a due ex dirigenti di SnamProgetti SpA.

Nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA la Procura della Repubblica di Milano ha richiesto al GIP l'interdizione dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate. La convocazione da parte del GIP per l'udienza succitata consente a Eni e Saipem di far valere le loro difese prima della decisione sull'eventuale applicazione della misura cautelare richiesta dalla Procura.

Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura ha ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura rileva l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

In linea di fatto va rilevato che già al tempo degli eventi in esame la società adottava un codice di comportamento e procedure

aziendali specifiche, prendendo a riferimento le *best practice* dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice.

Sin dal 23 aprile 2009 il Consiglio di Amministrazione della società, a fronte delle indagini relative alla vicenda TSKJ, ha tempestivamente richiamato l'opportunità di verificare le procedure aziendali in tema di anti-corrruzione, al fine di apportare le correzioni eventualmente necessarie, e di continuare a cooperare con le autorità competenti per l'accertamento dei fatti, nonché deliberato di promuovere tutti i rimedi legali a disposizione per la tutela degli interessi e dell'immagine della società, in caso di accertamento di responsabilità di dipendenti o collaboratori.

La camera di consiglio del 22 settembre 2009 è stata rinviata all'udienza del 21 ottobre 2009, all'esito della quale il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem.

La Procura della Repubblica di Milano ha presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. L'udienza per la discussione dell'appello, inizialmente fissata per il 20 gennaio 2010, è stata anticipata, con provvedimento ricevuto dalla difesa in data 12 gennaio 2010, all'udienza del 19 gennaio 2010 all'esito della quale il Giudice del Riesame ha ritenuto infondato nel merito l'appello della Procura confermando l'impugnata ordinanza del GIP.

In data 19 febbraio 2010 la Procura di Milano ha presentato ricorso per Cassazione, chiedendo l'annullamento della predetta ordinanza del Giudice del Riesame.

Parallelamente la Procura di Milano, in data 11 febbraio 2010, ha notificato a Eni richiesta di consegna, ai sensi dell'art. 248 cpp, di documentazione e informazioni relative alle società partecipate da Eni SpA e da Saipem SpA (ex SnamProgetti SpA) coinvolte nel progetto Bonny Island.

- (iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni SpA e altre società del Gruppo un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque *top manager* del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise, alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il gruppo Eni: Eni SpA, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze).

In data 26 novembre 2009 è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415 bis cpp nel quale risultano sottoposti a indagine n. 14 dipendenti o ex dipendenti di Eni SpA e altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardano in larga parte (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità.

Da notizie stampa diffuse in data 9 marzo 2010 risulta che la Procura della Repubblica di Milano abbia richiesto il rinvio a giudizio dei dipendenti ed ex dipendenti indagati.

In data 23 febbraio 2010, è stata notificata una richiesta di esibizione di documenti concernente le modalità di costituzione, definizione, aggiornamento e attuazione del Modello 231 di Eni per gli anni dal 2003 al 2008. Analoga richiesta è stata notificata alla Snam Rete Gas e ad Italgas.

Le società del Gruppo stanno cooperando con le autorità competenti in relazione alla predetta indagine.

- (v) **Agip KCO NV.** Nel novembre 2007 il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato alla società Agip KCO NV l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito alla assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH.
- (vi) **Kazakhstan.** In data 1 ottobre 2009, è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento, emesso nell'ambito di un procedimento penale contro ignoti, è richiesta all'Eni SpA la trasmissione – con riferimento a “*ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati*” – di “*rapporti di audit e ogni altra documentazione in Vostro possesso concernente anomalie di gestione e/o criticità segnalate in relazione a: 1. Impianto di Karachaganak; 2. progetto Kashagan.*” Il reato di “*corruzione internazionale*” menzionato nella Richiesta di consegna, è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura, è stata avviata la raccolta della documentazione e in più fasi successive Eni ha proceduto al deposito della documentazione fino a quel momento raccolta, riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria.

6. Contenziosi conclusi

- (i) **Istruttorie dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas sull’applicazione del coefficiente di correzione dei volumi “K”.** Nel maggio 2009 l’Autorità Garante per l’Energia Elettrica e il Gas, a seguito degli elementi acquisiti nel corso di ispezioni e con successive richieste di informazioni, ha inviato a Eni la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie nella quale si contesta la non corretta applicazione del coefficiente di misura K per la contabilizzazione del gas naturale, su alcuni punti di riconsegna serviti da Eni. Eni ha presentato le proprie controdeduzioni in apposita memoria, contestando quanto sostenuto dall’Autorità. Sulla base di una valutazione comparativa delle sanzioni comminate a esito di analoghe istruttorie avviate nei confronti di altre società, è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi.
- Con la delibera VIS 94/2009 del 5 ottobre 2009 l’Autorità, in parziale accoglimento dei rilievi di Eni, ha riconosciuto che l’obbligo per l’impresa di vendita di applicare il coefficiente K determinato dal distributore non decorre dall’anno 2001, come inizialmente pareva sostenere l’Autorità stessa, ma a partire dal 2004. Tale riconoscimento ha determinato l’esclusione della violazione in un caso nonché la riduzione della gravità e della durata della violazione medesima per tutti gli altri casi. È stata pertanto comminata a Eni una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 1.023.000,00 che trova copertura nel relativo fondo rischi. Eni, pur ritenendo di poter contestare fondatamente gli assunti dell’Autorità dinanzi al TAR, nell’ambito del ricorso proposto nel dicembre 2009, ha comunque provveduto al pagamento della sanzione.
- (ii) **Accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee per verificare l’eventuale partecipazione a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine.** Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee, per verificare l’eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L’asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell’aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Nell’ottobre 2008, la Commissione Europea ha adottato la decisione finale relativa al procedimento di applicazione dell’art. 81 CE nel mercato delle cere di paraffina, con la quale ha condannato Eni al pagamento di una sanzione pari a euro 29.120.000. Eni ha effettuato il pagamento della sanzione che trovava copertura nel fondo rischi accantonato, provvedendo tuttavia a presentare ricorso avverso la decisione di condanna.
- (iii) **Contenzioso penale - Enipower SpA - Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell’autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un’indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. L’Amministratore Delegato di EniPower e il Responsabile di Stabilimento EniPower dell’epoca sono stati rinviati a giudizio. All’udienza del 6 aprile 2009 il Giudice ha pronunciato sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l’accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle *royalties* e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all’attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei *Production Sharing Agreement* e nei contratti di *service* e *buy-back* il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (*cost oil*) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (*profit oil*). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l’attività è svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità previsti dalle norme applicabili e che dimostrano di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di Legge. Nel settore Gas & Power l’attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli Enti locali. Alla scadenza della concessione al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas. Il Decreto legislativo n. 164/2000 prevede l’affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l’erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e

lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali *royalties* fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimuovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nella precedente sezione "Rischi di Impresa – Rischio *operation*". In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva Emission Trading 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto.

Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera n. 20/2008 dal Comitato nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012.

A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 126,4 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 25,8 per il 2008, 25,8 per il 2009, 25,1 per il 2010, 25,0 per il 2011, 24,7 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 8,6 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio 2008-2012.

Nell'esercizio 2009 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 24,8 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 25,9 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un surplus di 1,1 milioni di tonnellate.

A tale surplus si aggiungono circa 0,3 milioni di permessi di emissione – in entrata nelle disponibilità Eni – dal contratto di Virtual Power Plan GDF Suez Energia Italia, prioritariamente destinati alla copertura delle centrali di EniPower. Il surplus complessivo, pertanto, risulta pari a circa 1,4 milioni di tonnellate.

29 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i “Ricavi”. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel “Commento ai risultati economico-finanziari” della “Relazione sulla gestione”.

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	87.051	107.777	83.519
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	153	305	(292)
	87.204	108.082	83.227

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Accise	13.292	13.142	12.122
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.728	2.694	1.680
Prestazioni fatturate a <i>partner</i> per attività in <i>joint venture</i>	1.554	2.081	2.435
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.480	1.700	1.531
Vendite in conto permuta di altri beni	121	83	55
	19.175	19.700	17.823

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	66	48	306
Locazioni e affitti di azienda	95	98	100
Indennizzi	87	15	54
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	181	23	31
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni <i>overlifting</i> e <i>underlifting</i>	79	180	148
Altri proventi (*)	325	364	479
	833	728	1.118

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di 306 milioni di euro riguardano per 283 milioni di euro *asset* del settore Exploration & Production.

30 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i “Costi operativi”. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel “Commento ai risultati economico-finanziari” della “Relazione sulla gestione”.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	44.850	58.662	40.311
Costi per servizi	10.828	13.355	13.520
Costi per godimento di beni di terzi	2.276	2.558	2.567
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	573	884	1.055
Altri oneri	1.101	1.660	1.527
	59.628	77.119	58.980
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(1.357)	(680)	(576)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(138)	(89)	(53)
	58.133	76.350	58.351

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 79 milioni di euro (37 e 155 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 207 milioni di euro (189 e 216 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 1.220 milioni di euro (1.081 e 957 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 641 milioni di euro (772 e 871 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di *leasing* operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Pagabili entro:			
1 anno	588	618	886
da 2 a 5 anni	1.401	2.585	2.335
oltre 5 anni	942	1.084	1.034
	2.931	4.287	4.255

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.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri, al netto degli utilizzi per esuberanza di 1.055 milioni di euro (573 e 884 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008), riguardano in particolare il fondo rischi per contenziosi per 333 milioni di euro (79 e 55 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) e il fondo rischi ambientali per 258 milioni di euro (327 e 360 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Salari e stipendi	2.906	3.204	3.330
Oneri sociali	690	694	706
Oneri per benefici ai dipendenti	161	107	137
Altri costi	275	282	342
	4.032	4.287	4.515
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(184)	(235)	(280)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(48)	(48)	(54)
	3.800	4.004	4.181

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2007	2008	2009
Dirigenti	1.594	1.621	1.653
Quadri	11.816	12.597	13.255
Impiegati	35.725	36.766	37.207
Operai	25.582	26.387	26.533
	74.717	77.371	78.648

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK OPTION

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di *stock option* ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. Seguono le informazioni sull'attività residua dei piani relativi agli esercizi passati.

Al 31 dicembre 2009 sono in essere n. 19.482.330 opzioni per l'acquisto di n. 19.482.330 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2009	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate (euro)
Assegnazione 2002	97.000	15,216
Assegnazione 2003	229.900	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,512
Assegnazione 2006	3.018.155	23,119
Assegnazione 2007	5.144.050	27,451
Assegnazione 2008	7.040.125	22,540
	19.482.330	

Al 31 dicembre 2009 la vita utile media residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2002, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2003, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 4 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il Piano di *stock option* più recente 2006-2008 prevede, a differenza dei precedenti, una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determina il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return (TSR)* del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione ("*strike price*").

L'evoluzione dei piani di *stock option* nel 2009 è costituita dal *carry-over* dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2007			2008			2009		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	15.290.400	21,022	25,520	17.699.625	23,822	25,120	23.557.425	23,540	16,556
Nuovi diritti assegnati	6.128.500	27,451	27,447	7.415.000	22,540	22,538			
Diritti esercitati nel periodo	(3.028.200)	16,906	25,338	(582.100)	17,054	24,328	(2.000)	13,743	16,207
Diritti decaduti nel periodo	(691.075)	24,346	24,790	(975.100)	24,931	19,942	(4.073.095)	13,374	14,866
Diritti esistenti al 31 dicembre	17.699.625	23,822	25,120	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811
di cui: esercitabili al 31 dicembre	2.292.125	18,440	25,120	5.184.250	21,263	16,556	7.298.155	21,843	17,811

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	43,0	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di *stock option* di competenza dell'esercizio ammonta a 12 milioni di euro (rispettivamente, 27 e 25 milioni di euro nel 2007 e nel 2008).

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) in carica al 31 dicembre ammontano a 25, 25 e 35 milioni di euro rispettivamente per il 2007, il 2008 e il 2009 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009 (*)
Salari e stipendi	17	17	20
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	3	10
<i>Stock grant</i> e <i>stock option</i>	4	4	4
	25	25	35

(*) L'incremento di costo rispetto all'esercizio precedente è principalmente riconducibile ad una diversa composizione dei *key manager* e all'introduzione, in sostituzione delle *stock option*, di un incentivo monetario differito il cui *fair value* rileva in un unico esercizio a differenza delle *stock option* il cui *fair value* veniva ripartito secondo la durata del Piano.

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,9, 6,4 e 9,9 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,678, 0,634 e 0,475 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value*, inclusi gli effetti derivanti dal regolamento, dei contratti derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per essere trattati in base alla legge dell'*hedge accounting*. Il provento netto su contratti derivati su *commodity* di 55 milioni di euro (rispettivamente, un onere di 129 e di 124 milioni di euro nel 2007 e nel 2008) comprende il provento di 6 milioni di euro relativo alla variazione del *fair value*, inefficace ai fini della copertura (componente *time value*), dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* posti in essere dal settore Exploration & Production (un onere di 52 milioni di euro e un provento di 7 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Ammortamenti:			
- attività materiali	5.031	6.103	6.779
- attività immateriali	2.000	2.327	1.989
	7.031	8.430	8.768
Svalutazioni:			
- attività materiali	145	1.343	990
- attività immateriali	62	53	62
	207	1.396	1.052
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali		(2)	(1)
- rivalutazioni di attività immateriali		(1)	
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(6)	(4)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali		(2)	(2)
	7.236	9.815	9.813

31 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	4.445	7.985	5.950
Oneri finanziari	(4.554)	(8.198)	(6.497)
	(109)	(213)	(547)
Strumenti derivati	155	(427)	(4)
	46	(640)	(551)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(258)	(248)	(423)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(445)	(745)	(330)
- Interessi attivi verso banche	236	87	33
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	55	82	47
	(412)	(824)	(673)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	2.877	7.339	5.572
- Differenze passive di cambio	(2.928)	(7.133)	(5.678)
	(51)	206	(106)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	180	236	223
- Proventi su partecipazioni	188	241	163
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	96	62	39
- Interessi su crediti d'imposta	31	37	4
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(186)	(249)	(218)
- Altri proventi finanziari	45	78	21
	354	405	232
	(109)	(213)	(547)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi su partecipazioni di 163 milioni di euro (188 milioni di euro e 241 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008) riguardano la remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% sull'investimento del 20% in OAO Gazprom Neft, maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della *call option* avvenuto il 24

aprile 2009, comprensiva del recupero dei costi accessori e di altri oneri. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita.

I proventi (oneri) su strumenti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Contratti su valute	120	(300)	40
Contratti su tassi di interesse	35	(127)	(52)
Opzioni su titoli			8
	155	(427)	(4)

Gli oneri netti su strumenti derivati di 4 milioni di euro (proventi netti per 155 milioni di euro e oneri netti per 427 milioni di euro rispettivamente nel 2007 e nel 2008), si determinano principalmente per la rilevazione, a conto economico, degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività, in moneta diversa da quella funzionale, non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei *fair value* dei contratti derivati.

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	906	761	693
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(135)	(105)	(241)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	2	(16)	(59)
	773	640	393

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni, valutate con il metodo del patrimonio netto, è indicata alla nota n. 11 – Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Dividendi	170	510	164
Plusvalenza da vendite	301	218	16
Minusvalenze da cessioni	(1)	(1)	
Altri proventi (oneri) netti		6	(4)
	470	733	176

I dividendi di 164 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG (101 milioni di euro).

Le plusvalenze da vendite relative al 2009 di 16 milioni di euro comprendono 10 milioni di euro relativi alla revisione del prezzo di vendita della Gaztransport et Technigaz SAS avvenuta nel 2008. Le plusvalenze da vendite relative al 2008 di 218 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Gaztransport et Technigaz SAS (185 milioni di euro), della Agip España SA (15 milioni di euro) e della Padana Assicurazioni SpA (10 milioni di euro). Le plusvalenze da vendite relative al 2007 di 301 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Haldor Topsøe AS (265 milioni di euro) e della Camom SA (25 milioni di euro).

33 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Imposte correnti:			
- imprese italiane	2.380	1.916	1.724
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	6.695	9.744	5.989
- imprese estere	482	426	483
	9.557	12.086	8.196
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(582)	(1.603)	(534)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	246	(827)	(733)
- imprese estere	(2)	36	(173)
	(338)	(2.394)	(1.440)
	9.219	9.692	6.756

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.724 milioni di euro riguardano l'Ires e le imposte sostitutive per 1.485 milioni di euro, l'Irap per 219 milioni di euro e imposte estere per 20 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 56,0% (46,0% e 50,3% rispettivamente nel 2007 e nel 2008) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 40,1% (37,9% e 38,2% rispettivamente nel 2007 e nel 2008) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 34,0%¹⁸ (Ires) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (Irap) al valore netto della produzione.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2007	2008	2009
Aliquota teorica	37,9	38,2	40,1
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	10,2	15,2	13,3
- riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane	(2,0)		
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia		(3,8)	2,4
- differenze permanenti e altre motivazioni	(0,1)	0,7	0,2
	8,1	12,1	15,9
	46,0	50,3	56,0

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 16,1 punti percentuali (15,0 e 17,1 punti percentuali rispettivamente nel 2007 e nel 2008).

L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia ha riguardato: nel 2009, (i) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 230 milioni di euro, determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi; (ii) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (64 milioni di euro); nel 2008 (iii) il rilascio delle imposte differite stanziato relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (528 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in Legge n. 133/2008) che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e il costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta (229 milioni di euro) è stato rilasciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di 176 milioni di euro che tiene conto del ripristino della fiscalità Ires calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto n. 112/2008, rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5%. L'imposta sostitutiva è pagata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009; (iv) la rimozione dei limiti al riconosci-

(18) Comprende l'aliquota aggiuntiva di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a 25 milioni di euro), con effetto dal 1° gennaio 2008 e l'ulteriore incremento di un punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008.

mento fiscale dei valori di libro dell'attivo e del passivo delle società controllate, incluse nel consolidato fiscale, con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (370 milioni di euro; 290 milioni al netto della sostitutiva) in base alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008; (v) la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli *asset* e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato di 173 milioni di euro; (vi) il ripristino della fiscalità Ires delle imprese del settore energia calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto Legge n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% (94 milioni di euro).

Il riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e l'adeguamento aliquote delle imprese italiane, relativi al 2007, riguarda gli effetti fiscali differiti conseguenti: (i) all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e di altre attività ai maggiori valori di libro (773 milioni di euro) mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva (325 milioni di euro); (ii) alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (Ires dal 33% al 27,5% e Irap dal 4,25% al 3,9%; 54 milioni di euro) che è stata successivamente modificata dal D. Lgs n. 112/2008.

Le differenze permanenti e altre motivazioni relative all'esercizio 2009 di 0,2 punti percentuali comprendono: (i) in aumento, l'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima, sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi; (ii) in diminuzione, la rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di una imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni *asset* minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'Irap dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (222 milioni di euro).

34 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.668.305.807, di 3.638.835.896 e di 3.622.405.852 rispettivamente negli esercizi 2007, 2008 e 2009.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2008 e 2009 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock option*; al 31 dicembre 2007 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito, è di 3.669.172.762, di 3.638.854.276 e di 3.622.438.937 rispettivamente negli esercizi 2007, 2008 e 2009.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito, è di seguito indicata:

	2007	2008	2009
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.668.305.807	3.638.835.896	3.622.405.852
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock grant</i>	302.092		
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock option</i>	564.863	18.380	33.085
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.669.172.762	3.638.854.276	3.622.438.937
Utile netto di competenza Eni (milioni di euro)	10.011	8.825	4.367
Utile per azione semplice (ammontari in euro per azione)	2,73	2,43	1,21
Utile per azione diluito (ammontari in euro per azione)	2,73	2,43	1,21

35 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2007									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	26.920	27.793	36.349	6.934	8.678	205	1.313		
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.280)	(757)	(1.276)	(363)	(1.182)	(31)	(1.099)		
Ricavi da terzi	10.640	27.036	35.073	6.571	7.496	174	214		87.204
Risultato operativo	13.433	4.465	686	100	837	(444)	(312)	(26)	18.739
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	7	35	238	15	11	264	3		573
Ammortamenti e svalutazioni	5.574	739	491	116	248	10	68	(10)	7.236
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	23	449	216		79	6			773
Attività direttamente attribuibili ^(b)	32.382	25.583	13.767	3.427	8.017	275	854	(692)	83.613
Attività non direttamente attribuibili									17.847
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.926	2.152	1.267	15	230	49			5.639
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.955	5.915	5.420	939	4.349	1.827	1.380		30.785
Passività non direttamente attribuibili									27.808
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.480	1.511	979	145	1.410	59	108	(99)	10.593
2008									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	33.042	37.062	45.017	6.303	9.176	185	1.331	75	
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.917)	(873)	(1.496)	(398)	(1.219)	(29)	(1.177)		
Ricavi da terzi	14.125	36.189	43.521	5.905	7.957	156	154	75	108.082
Risultato operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(346)	(743)	125	18.517
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	154	238	190	2	36	99	165		884
Ammortamenti e svalutazioni	7.488	798	729	395	335	8	76	(14)	9.815
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	(9)	43	4			640
Attività direttamente attribuibili ^(b)	40.815	33.151	11.081	2.629	10.630	362	789	(641)	98.816
Attività non direttamente attribuibili									17.857
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.787	2.249	1.227	25	130	53			5.471
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.481	11.802	4.481	664	6.177	1.638	1.780	(75)	36.948
Passività non direttamente attribuibili									31.215
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.281	2.058	965	212	2.027	52	95	(128)	14.562

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2009									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	23.801	30.447	31.769	4.203	9.664	88	1.280	(66)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.630)	(635)	(965)	(238)	(1.315)	(24)	(1.152)		
Ricavi da terzi	10.171	29.812	30.804	3.965	8.349	64	128	(66)	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(382)	(474)		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	139	175		1.055
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8	83	(17)	9.813
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)		50	(39)			393
Attività direttamente attribuibili ^(b)	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	(553)	102.135
Attività non direttamente attribuibili									15.394
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989	2.044	1.494	37	213	51			5.828
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.918	9.161	4.684	742	5.967	1.639	1.690	(8)	34.793
Passività non direttamente attribuibili									32.685
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.486	1.686	635	145	1.630	44	57	12	13.695

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2007								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	39.742	11.071	3.917	6.260	6.733	15.368	522	83.613
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.246	1.246	469	1.004	1.253	3.152	223	10.593
2008								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.432	15.071	3.561	6.224	10.563	22.044	921	98.816
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.674	1.660	582	1.240	1.777	5.153	476	14.562
2009								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.861	15.571	3.520	6.337	11.187	23.397	1.262	102.135
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.198	1.454	574	1.207	2.033	4.645	584	13.695

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Italia	37.294	42.843	27.950
Resto dell'Unione Europea	23.074	29.341	24.331
Resto dell'Europa	5.507	7.125	5.213
Americhe	6.447	7.218	7.080
Asia	5.840	8.916	8.208
Africa	8.010	12.331	10.174
Altre aree	1.032	308	271
	87.204	108.082	83.227

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel proseguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;
- i rapporti intrattenuti con le società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a 18, 13 e 21 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2007, nel 2008 e nel 2009. Al 31 dicembre 2009 sono in essere crediti per 4 milioni di euro e debiti per 9 milioni di euro (rispettivamente 4 e 8 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda l'onere dell'esercizio 2008 di 200 milioni di euro relativo al "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 e il debito al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2009 di 100 milioni di euro relativo al contributo non ancora versato. I rapporti relativi agli esercizi precedenti al 2008 sono di ammontare non significativo; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009" che si considera parte integrante delle presenti note.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009 è la seguente:

Esercizio 2007

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2007			2007				
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi		Ricavi		Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Beni	Servizi	
Imprese a controllo congiunto e collegate								
ASG Scarl	6	43	121		108		3	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	11					86		
Blue Stream Pipeline Co BV	19				183		1	
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	18					106		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	84	70	5.870				263	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	1	1	64		1		1	
Eni Oil Co Ltd	7	60			141	1		
Fox Energy SpA	49					139		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	54					195	4	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	26					50		
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	102		24	301		7	
Mellitah Oil & Gas BV	10	137			105	1	6	
OOO "EniNeftegaz"	215						1	
Petrobrel Belayim Petroleum Co		60			211			
Raffineria di Milazzo ScpA	17	21			245	118	5	
Supermetanol CA		11		78			1	
Super Octanos CA		18		201			1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	6	80		43	147		47	
Transitgas AG		8			64			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		6			70		1	
Union Fenosa Gas SA	1		61			193		
Altre (*)	120	127	56	76	374	122	118	
	687	744	6.172	422	1.950	1.011	459	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	49	111		11	534		52	
Eni BTC Ltd			138				1	
Altre (*)	23	8	11	2	18	5	18	
	72	119	149	13	552	5	71	
	759	863	6.321	435	2.502	1.016	530	
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Alitalia	4					363	1	
Gruppo Enel	384	8			245	894	408	
GSE- Gestore Servizi Elettrici	124	63		239	37	870	7	10
Terna SpA	19	69		106	105		31	
Altre imprese a partecipazione statale (*)	45	79		19	89	75	3	
	576	219		364	476	2.202	450	10
	1.335	1.082	6.321	799	2.978	3.218	980	10

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2008			2008						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co		11			60					
Altergaz SA	30						135			
ASG Scarl	2	25	49		57					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	3	4	1	6	62		4			
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochingen GmbH	5						98			
Blue Stream Pipeline Co BV	23	17			171			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12						175			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	95	37	6.001		17	3		397		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	4	1	64		1			1		
Eni Oil Co Ltd	9	28			660			6		
Fox Energy SpA	37			2			329	1		
FPSO Mystras - Producao de Petroleo Lda				94		10				
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	64						337	18		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20						111			
InAgip doo	24	45			116		3	35		
Karachaganak Petroleum Operating BV	72	207		874	380	25		12		
Mellitah Oil & Gas BV	10	121			329		2	4		
Petrobel Belayim Petroleum Co		77			181					
Raffineria di Milazzo ScpA	11	4			276		135	3		
Saipon Snc	4		58					12		
Super Octanos CA		24		286						
Supermetanol CA		5		90						
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78		60	153			64		
Transitgas AG		5			1	64				
Union Fenosa Gas SA	1	25	62	25			257	1		
Altre (*)	231	115	18	36	319	46	71	129	8	
	665	829	6.253	1.473	2.783	148	1.657	684	8	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	166			720	11	1	367	10	
Eni BTC Ltd			146							
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	4	6	4	
	166	184	150	2	740	13	5	373	14	
	831	1.013	6.403	1.475	3.523	161	1.662	1.057	22	
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	4						417	2		
Gruppo Enel	153	12		13	223		941	380		
Gruppo Ferrovie dello Stato	19	7			27	1	57			
GSE-Gestore Servizi Elettrici	92	63		315		79	347	16	6	58
Terna SpA	33	35		14	128		12	83	10	
Altre imprese a partecipazione statale (*)	28	72		33	88	5	72	2	1	
	329	189		375	466	85	1.846	483	17	58
	1.160	1.202	6.403	1.850	3.989	246	3.508	1.540	39	58

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum		5			64					
Altergaz SA	50						142			
ASG Scarl		10	54		25					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	30			62			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		31	1	15	77		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	17	15	34		163					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	16						95			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	38	12	6.037		5			84		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	1	76		1			2		
Fox Energy SpA	44			1			241			
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	17						196	8		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15						71			
InAgi doo	44	23			86			71		
Karachaganak Petroleum Operating BV	61	196		588	344	27	9	10		
Kwanda Suporto Logistico Lda	72							20		
Mellitah Oil & Gas BV	30	190			306		2	31		
Petrobek Belayim Petroleum Co	4	12			205			4	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	14	8			242		98	5		
Saipon Snc	8	2	61					45		
Super Octanos CA		24		133						
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71		36	157			40		
Transitgas AG					1	61				
Union Fenosa Gas SA	8		62	12			53		1	
Altre (*)	143	58	15	62	188	41	117	125	10	
	592	688	6.340	847	1.926	129	1.026	446	13	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	194	224		1	914	7	15	466	7	
Eni BTC Ltd			141					1		
Altre (*)	29	23	4	1	52	4	14	6	1	
	223	247	145	2	966	11	29	473	8	
	815	935	6.485	849	2.892	140	1.055	919	21	
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	428	1	
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21	7		
GSE-Gestore Servizi Elettrici	83	74		373		79	342	15	19	
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86	4	25
Altre imprese a partecipazione statale (*)	78	71		1	71	6	62	16		
	297	251		451	465	181	774	552	5	44
	1.112	1.186	6.485	1.300	3.357	321	1.829	1.471	26	44

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- il vettoriamento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Fox Energy SpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, Trans Austria Gasleitung GmbH e Transitgas AG e, limitatamente alla società Blue Stream Pipeline Co BV, il rilascio di garanzie;
- la garanzia rilasciata nell'interesse di CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e il riaddebito dei costi di competenza Eni per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Agiba Petroleum Co, InAgip doo, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente a Karachaganak Petroleum Operating BV, la vendita di greggi; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'attività di supporto logistico svolta dalla società Kwanda Suporto Logistico Lda;
- la vendita di gas naturale a Altergaz SA e a Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalla società Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- la compravendita di energia elettrica, di certificati verdi e il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009 è la seguente:

Esercizio 2007

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2007			2007	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		1	711		20
Raffineria di Milazzo ScpA			60		
Trans Austria Gasleitung GmbH	65				3
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	97				9
Altre (*)	108	120	52	19	11
	270	121	823	19	43
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	114	26	1	1	6
	114	26	1	1	6
	384	147	824	20	49

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2008			2008	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	131				
Blue Stream Pipeline Co BV			752		14
PetroSucre SA	153				
Raffineria di Milazzo ScpA			70		
Trans Austria Gasleitung GmbH	186				7
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				6
Altre (*)	123	124	27	16	9
	696	124	849	16	36
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	115	38	1	1	6
	115	38	1	1	6
	811	162	850	17	42

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Artic Russia BV	70	1	170		1
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	133				
Blue Stream Pipeline Co BV			692		12
Raffineria di Milazzo ScpA			85		
Trans Austria Gasleitung GmbH	171				5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	149				3
Altre (*)	125	112	24	2	3
	648	113	971	2	24
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	78	34	1	2	3
	78	34	1	2	3
	726	147	972	4	27

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Artic Russia BV, Blue Stream Pipeline Co BV e Raffineria di Milazzo ScpA e, limitatamente ad Artic Russia BV, la concessione di finanziamenti e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente a Trans Austria Gasleitung GmbH e a Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	31.12.2007			31.12.2008			31.12.2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	20.676	1.616	7,82	22.222	1.539	6,93	20.348	1.355	6,66
Altre attività correnti	790			1.870	59	3,16	1.307	9	0,69
Altre attività finanziarie non correnti	923	87	9,43	1.134	356	31,39	1.148	438	38,15
Altre attività non correnti	1.400	16	1,14	1.881	21	1,12	1.938	40	2,06
Passività finanziarie a breve termine	7.763	131	1,69	6.359	153	2,41	3.545	147	4,15
Debiti commerciali e altri debiti	17.116	1.021	5,97	20.515	1.253	6,11	19.174	1.241	6,47
Altre passività correnti	1.523	4	0,26	3.863	4	0,10	1.856	5	0,27
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	12.067	16	0,13	14.478	9	0,06	21.255		
Altre passività non correnti	2.117	57	2,69	3.102	53	1,71	2.480	49	1,98

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2007			2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	87.204	4.198	4,81	108.082	5.048	4,67	83.227	3.300	3,97
Altri ricavi e proventi	833		..	728	39	5,36	1.118	26	2,33
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.133	3.777	6,50	76.350	6.298	8,25	58.351	4.999	8,57
Altri proventi (oneri) operativi	(129)	10	..	(124)	58	..	55	44	80,00
Proventi finanziari	4.445	49	1,10	7.985	42	0,53	5.950	27	0,45
Oneri finanziari	(4.554)	(20)	0,44	(8.198)	(17)	0,21	(6.497)	(4)	0,06

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2007	2008	2009
Ricavi e proventi	4.198	5.087	3.326
Costi e oneri	(3.777)	(6.298)	(4.999)
Altri proventi (oneri) operativi	10	58	44
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(492)	351	34
Dividendi e interessi	610	740	407
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	549	(62)	(1.188)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(779)	(2.022)	(1.364)
Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni	8		
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	(8)	27	19
Variazione crediti finanziari	(43)	397	83
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(822)	(1.598)	(1.262)
Variazione debiti finanziari	20	14	(14)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	20	14	(14)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(253)	(1.646)	(2.464)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2007			2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Flusso di cassa da attività di esercizio	15.517	549	3,54	21.801	(62)	..	11.136	(1.188)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(20.097)	(822)	4,09	(16.958)	(1.598)	9,42	(10.254)	(1.262)	12,31
Flusso di cassa da attività di finanziamento	2.909	20	0,69	(5.025)	14	..	(1.183)	(14)	1,18

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi (oneri) non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2007	2008	2009
Stima onere della possibile transazione TSKJ			250
Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR	83		
Sanzioni <i>antitrust</i>	(130)	21	
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	39		
	(8)	21	250

La Stima onere della possibile transazione TSKJ riguarda l'onere non ricorrente, rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato dell'esercizio 2007, di 83 milioni di euro, è relativo all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi. Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2007, di 130 milioni di euro, riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie.

38 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2007, 2008 e nel 2009 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

■ Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB *Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932)*. Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾
31.12.2008										
Attività relative a riserve certe	10.772	7.852	10.116	11.368	1.663	3.939	4.737	392	50.839	813
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	316	638	2.267	37	1.461	2.418	43	7.212	928
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	283	24	1.205	520	51	16	43	4	2.146	14
Immobilizzazioni in corso	1.374	249	1.006	1.443	2.631	713	632	362	8.410	267
Costi capitalizzati lordi	12.461	8.441	12.965	15.598	4.382	6.129	7.830	801	68.607	2.022
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.943)	(5.327)	(6.318)	(7.027)	(560)	(3.224)	(3.638)	(173)	(34.210)	(441)
Costi capitalizzati netti ^{(a) (b)}	4.518	3.114	6.647	8.571	3.822	2.905	4.192	628	34.397	1.581
31.12.2009										
Attività relative a riserve certe	10.079	9.472	11.122	14.011	1.723	4.566	5.750	1.338	58.061	791
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	305	580	1.854	36	1.518	2.144	38	6.508	443
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	273	31	1.287	585	57	17	45	4	2.299	13
Immobilizzazioni in corso	1.028	329	1.228	934	3.481	316	600	14	7.930	358
Costi capitalizzati lordi	11.413	10.137	14.217	17.384	5.297	6.417	8.539	1.394	74.798	1.605
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.557)	(6.824)	(7.044)	(8.424)	(620)	(3.679)	(4.673)	(379)	(39.200)	(485)
Costi capitalizzati netti ^{(a) (b) (c)}	3.856	3.313	7.173	8.960	4.677	2.738	3.866	1.015	35.598	1.120

(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81%.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 537 milioni di euro nel 2008 e per 570 milioni di euro nel 2009.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 3.308 milioni di euro nel 2008 e 3.690 milioni di euro nel 2009 e per le società in joint venture e collegate pari a 48 milioni di euro nel 2008 e 76 milioni di euro nel 2009.

(c) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia, che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i costi capitalizzati relativi alle attività di stoccaggio in Italia.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto D'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾
2007										
Acquisizioni di riserve certe ^(b)			11	451			1.395		1.857	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili ^(b)				510			1.417		1.927	1.086
Costi di ricerca ^(b)	104	195	373	305	36	162	980	37	2.192	42
Costi di sviluppo ^{(a)(b)}	320	557	1.047	1.425	744	247	734	165	5.239	156
Totale costi sostenuti	424	752	1.431	2.691	780	409	4.526	202	11.215	1.471
2008										
Acquisizioni di riserve certe ^(b)			626	413		256			1.295	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili ^(b)		33	384	655		647			1.719	
Costi di ricerca ^(b)	135	227	403	600	16	345	440	48	2.214	48
Costi di sviluppo ^{(a)(b)}	644	957	1.388	1.884	1.023	598	748	325	7.567	163
Totale costi sostenuti	779	1.217	2.801	3.552	1.039	1.846	1.188	373	12.795	211
2009										
Acquisizioni di riserve certe			298	27		11	131		467	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			54	42		83	43		222	
Costi di ricerca	40	114	317	284	20	159	242	52	1.228	41
Costi di sviluppo ^(a)	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820	206
Totale costi sostenuti	782	841	2.070	2.474	1.106	676	1.274	514	9.737	247

(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 173 milioni di euro nel 2007, per 628 milioni di euro nel 2008 e per 301 milioni di euro nel 2009.

(b) Di cui aggregazioni aziendali:

(milioni di euro)	Italia	Resto D'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate
2007										
Acquisizioni di riserve certe				451			1.395		1.846	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				510			1.334		1.844	1.086
Costi di ricerca				59			474		533	
Costi di sviluppo				10			345		355	101
Totale				1.030			3.548		4.578	1.374
2008										
Acquisizioni di riserve certe				298		256			554	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		33	384	560		647			1.624	
Costi di ricerca			23	115		158			296	
Costi di sviluppo		52	132	4		233			421	
Totale		85	539	977		1.294			2.895	

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quota di *Profit oil*.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
2007											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	3.171	3.273	3.000	4.439	296	44	229	91	14.543		14.543
- vendite a terzi	163	755	4.793	693	833	961	1.112	187	9.497	176	9.673
Totale ricavi	3.334	4.028	7.793	5.132	1.129	1.005	1.341	278	24.040	176	24.216
Costi operativi	(248)	(584)	(542)	(499)	(142)	(39)	(177)	(50)	(2.281)	(27)	(2.308)
Imposte sulla produzione	(188)		(91)	(473)		(28)			(780)	(6)	(786)
Costi di ricerca	(108)	(196)	(379)	(297)	(36)	(168)	(566)	(27)	(1.777)	(42)	(1.819)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(499)	(766)	(768)	(685)	(76)	(422)	(511)	(19)	(3.746)	(51)	(3.797)
Altri (oneri) proventi	(283)	(83)	(627)	(285)	(72)	(134)	(18)	(65)	(1.567)	(18)	(1.585)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.008	2.399	5.386	2.893	803	214	69	117	13.889	32	13.921
Imposte sul risultato	(746)	(1.447)	(3.102)	(1.820)	(284)	(93)	(110)	(10)	(7.612)	(49)	(7.661)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(b)	1.262	952	2.284	1.073	519	121	(41)	107	6.277	(17)	6.260
2008											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	3.956	3.892	2.622	5.013	360	39	323	66	16.271		16.271
- vendite a terzi	126	160	7.286	1.471	1.025	1.335	1.599	218	13.220	265	13.485
Totale ricavi	4.082	4.052	9.908	6.484	1.385	1.374	1.922	284	29.491	265	29.756
Costi operativi	(260)	(521)	(528)	(609)	(157)	(68)	(233)	(35)	(2.411)	(34)	(2.445)
Imposte sulla produzione	(195)		(32)	(616)		(35)			(878)	(53)	(931)
Costi di ricerca	(135)	(228)	(406)	(548)	(16)	(232)	(435)	(58)	(2.058)	(48)	(2.106)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(551)	(829)	(1.120)	(1.115)	(79)	(823)	(837)	(35)	(5.389)	(84)	(5.473)
Altri (oneri) proventi	(420)	(56)	(934)	(268)	(270)	(259)	(6)	(41)	(2.254)	(15)	(2.269)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.521	2.418	6.888	3.328	863	(43)	411	115	16.501	31	16.532
Imposte sul risultato	(924)	(1.623)	(4.170)	(2.262)	(302)	(122)	(214)	(70)	(9.687)	(49)	(9.736)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(b)	1.597	795	2.718	1.066	561	(165)	197	45	6.814	(18)	6.796
2009											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104		12.104
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930	232	9.162
Totale ricavi	2.274	3.123	6.775	4.972	984	1.249	1.447	210	21.034	232	21.266
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)	(34)	(2.669)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)	(44)	(691)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)	(41)	(1.592)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)	(76)	(5.825)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	(1.277)	(41)	(1.318)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.227	1.437	4.456	1.358	547	381	(105)	(126)	9.175	(4)	9.171
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)	(40)	(5.618)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^{(b)(c)}	760	604	1.446	316	367	314	(107)	(103)	3.597	(44)	3.553

(1) Il risultato delle attività di esplorazione e produzione di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Include svalutazioni di attività per 91 milioni di euro nel 2007, per 770 milioni di euro nel 2008 e per 576 milioni di euro nel 2009.

(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 438 milioni di euro nel 2007, 408 milioni di euro nel 2008 e 320 milioni di euro nel 2009 e per le società in joint venture e collegate, pari a 26 milioni di euro nel 2007, nessuna variazione nel 2008 e 26 milioni di euro nel 2009.

(c) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i risultati delle attività di stoccaggio in Italia

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la *Regulation S-X 4-10* della *U.S. Securities and Exchange Commission*.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del *FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932)*.

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi¹⁹ sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura, rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate. Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²⁰ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti²¹. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non verificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2009 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton²¹ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2009 sono state oggetto di valutazione riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2009²².

Nel triennio 2007-2009 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe.

Al 31 Dicembre 2009 il principale campo non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è il solo giacimento di Barbara (Italia).

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement (PSA)* in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai *PSA* sono stimate in funzione dei costi da recuperare (*Cost oil*) e del *Profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai *PSA* rappresentano il 46%, il 54% e il 57% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009. Effetti analoghi a quelli dei *PSA* si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano l'1%, il 2% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009.

(19) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

(20) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

(21) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009".

(22) Include le riserve delle società in *joint venture* e collegate.

Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (*Excess Cost Oil*) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,8%, lo 0,1% e lo 0,3% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di gas naturale prodotte destinate all'impianto di liquefazione di Angola LNG; (iv) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2007, 2008 e 2009.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakistan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
Riserve al 31.12.2006	215	386	982	786	893	62	98	35	3.457	24	3.481
<i>di cui: sviluppate</i>	136	329	713	546	262	53	54	33	2.126	18	2.144
<i>non sviluppate</i>	79	57	269	240	631	9	44	2	1.331	6	1.337
Acquisizioni				32			54		86	101	187
Revisioni di precedenti stime	28	14	(35)	(26)	(114)	(6)	(23)	(2)	(164)	20	(144)
Miglioramenti di recupero		1	9	12					22	1	23
Estensioni e nuove scoperte		1	43	22			28	1	95	1	96
Produzione	(28)	(57)	(121)	(101)	(26)	(12)	(19)	(5)	(369)	(5)	(374)
Riserve al 31.12.2007	215	345	878	725	753	44	138	29	3.127	142	3.269
<i>di cui: sviluppate</i>	133	299	649	511	219	35	81	26	1.953	26	1.979
<i>non sviluppate</i>	82	46	229	214	534	9	57	3	1.174	116	1.290
Acquisizioni				32		36			68		68
Revisioni di precedenti stime	(8)	(30)	56	80	239	42	11	1	391	4	395
Miglioramenti di recupero			7	25					32	1	33
Estensioni e nuove scoperte	4	13	4	26		2	3		52		52
Produzione	(25)	(51)	(122)	(105)	(25)	(18)	(21)	(4)	(371)	(5)	(376)
Cessioni					(56)				(56)		(56)
Riserve al 31.12.2008	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	142	3.385
<i>di cui: sviluppate</i>	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	33	2.042
<i>non sviluppate</i>	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	109	1.343
Acquisizioni				2					2		2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270		270
Miglioramenti di recupero		8	10	15					33		33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191	1	192
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)	(6)	(368)
Cessioni										(51)	(51)
Riserve al 31.12.2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463
<i>di cui: sviluppate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035
<i>non sviluppate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1.428

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

Gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
Riserve al 31.12.2006	96.022	51.972	168.380	54.583	53.075	28.036	8.471	17.927	478.466	1.923	480.389
<i>di cui: sviluppate</i>	69.360	41.920	86.126	40.975	42.776	17.411	4.497	7.003	310.068	1.349	311.417
<i>non sviluppate</i>	26.662	10.052	82.254	13.608	10.299	10.625	3.974	10.924	168.398	574	168.972
Acquisizioni				135			11.201		11.336	83.903	95.239
Revisioni di precedenti stime	(1.488)	1.859	7.070	2.074	(6.295)	674	106	(567)	3.433	148	3.581
Miglioramenti di recupero		96							96		96
Estensioni e nuove scoperte	98	201	2.530	6.039	5.812	101	2.408		17.189		17.189
Produzione	(8.075)	(6.689)	(15.130)	(2.738)	(2.459)	(3.894)	(2.501)	(427)	(41.913)	(388)	(42.301)
Riserve al 31.12.2007	86.557	47.439	162.850	60.093	50.133	24.917	19.685	16.933	468.607	85.586	554.193
<i>di cui: sviluppate</i>	65.230	38.599	86.804	41.595	44.753	15.017	12.518	6.033	310.549	12.117	322.666
<i>non sviluppate</i>	21.327	8.840	76.046	18.498	5.380	9.900	7.167	10.900	158.058	73.469	231.527
Acquisizioni		226		170		3.229			3.625		3.625
Revisioni di precedenti stime	1.581	(1.640)	32.934	1.274	21.846	1.466	(343)	667	57.785	185	57.970
Miglioramenti di recupero				107					107		107
Estensioni e nuove scoperte	133	712	1.079	62		296	880		3.162		3.162
Produzione	(7.772)	(6.496)	(18.148)	(2.695)	(2.533)	(4.106)	(3.228)	(437)	(45.415)	(369)	(45.784)
Cessioni					(439)				(439)		(439)
Riserve al 31.12.2008	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432	85.402	572.834
<i>di cui: sviluppate</i>	57.522	31.762	100.161	40.873	56.762	12.441	9.615	6.263	315.399	11.893	327.292
<i>non sviluppate</i>	22.977	8.479	78.554	18.138	12.245	13.361	7.379	10.900	172.033	73.509	245.542
Acquisizioni				15			3.853		3.868		3.868
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)	502	(814)
Miglioramenti di recupero		715							715		715
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691	2.275	16.966
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)	(397)	(45.205)
Cessioni		(64)					(50)		(114)	(42.791)	(42.905)
Riserve al 31.12.2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468	44.991	505.459
<i>di cui: sviluppate</i>	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878	6.624	336.502
<i>non sviluppate</i>	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590	38.367	168.957

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) I dati al 31 dicembre 2006, 2007, 2008 e 2009 comprendono rispettivamente 21.341, 21.222, 21.112 e 21.766 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas di fine anno relativamente al 2007 e 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore *standard* è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB *Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932)*.

Il valore *standard* non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
31.12.2007											
Entrate di cassa future	47.243	30.390	73.456	48.283	42.710	4.855	11.180	3.544	261.661	7.135	268.796
Costi futuri di produzione	(5.926)	(6.759)	(11.754)	(9.875)	(4.997)	(476)	(1.758)	(459)	(42.004)	(1.249)	(43.253)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(7.218)	(2.653)	(4.643)	(3.013)	(3.374)	(306)	(1.533)	(428)	(23.168)	(1.721)	(24.889)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	34.099	20.978	57.059	35.395	34.339	4.073	7.889	2.657	196.489	4.165	200.654
Imposte su reddito future	(10.778)	(14.388)	(29.083)	(23.083)	(9.977)	(1.109)	(3.272)	(1.003)	(92.693)	(2.009)	(94.702)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	23.321	6.590	27.976	12.312	24.362	2.964	4.617	1.654	103.796	2.156	105.952
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.262)	(1.757)	(11.143)	(3.953)	(17.480)	(718)	(1.568)	(913)	(50.794)	(1.265)	(52.059)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	10.059	4.833	16.833	8.359	6.882	2.246	3.049	741	53.002	891	53.893
31.12.2008											
Entrate di cassa future	46.458	16.963	62.785	22.344	21.648	5.072	5.257	2.937	183.464	4.782	188.246
Costi futuri di produzione	(5.019)	(3.467)	(10.673)	(6.715)	(6.273)	(707)	(1.657)	(405)	(34.916)	(1.104)	(36.020)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.805)	(2.317)	(6.153)	(3.868)	(4.842)	(738)	(1.022)	(258)	(26.003)	(1.845)	(27.848)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	34.634	11.179	45.959	11.761	10.533	3.627	2.578	2.274	122.545	1.833	124.378
Imposte su reddito future	(11.329)	(7.697)	(27.800)	(5.599)	(2.745)	(768)	(232)	(861)	(57.031)	(1.032)	(58.063)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	23.305	3.482	18.159	6.162	7.788	2.859	2.346	1.413	65.514	801	66.315
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.884)	(1.042)	(8.639)	(2.155)	(6.230)	(672)	(672)	(768)	(34.062)	(763)	(34.825)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.421	2.440	9.520	4.007	1.558	2.187	1.674	645	31.452	38	31.490
31.12.2009											
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	187.403	3.718	191.121
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(7.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	(38.753)	(1.251)	(40.004)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	(32.135)	(1.168)	(33.303)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	16.368	10.467	43.024	18.805	19.383	2.844	3.394	2.230	116.515	1.299	117.814
Imposte su reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	(52.728)	(432)	(53.160)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	11.105	3.846	18.794	8.911	14.556	2.208	2.700	1.667	63.787	867	64.654
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	(32.287)	(610)	(32.897)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri ^(a)	5.237	2.391	9.634	5.809	4.307	1.688	1.538	896	31.500	257	31.757

- (1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.
(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).
(a) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i flussi di cassa legati alla modulazione e stoccaggio in Italia.

Variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2007, 2008 e 2009.

(milioni di euro)	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale società consolidate e joint venture e collegate
31.12.2006	43.227	354	43.581
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(20.979)	(143)	(21.122)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	34.999	153	35.152
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.982	46	4.028
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.000)	(73)	(4.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.682	56	4.738
- revisioni delle quantità stimate	(2.995)	527	(2.468)
- effetto dell'attualizzazione	7.968	50	8.018
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.916)	(1.027)	(18.943)
- acquisizioni di riserve	3.521	929	4.450
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	513	19	532
Saldo aumenti (diminuzioni)	9.775	537	10.312
31.12.2007	53.002	891	53.893
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(26.202)	(178)	(26.380)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(39.699)	(1.254)	(40.953)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.110	10	1.120
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.222)	(129)	(6.351)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.584	145	6.729
- revisioni delle quantità stimate	5.835	(61)	5.774
- effetto dell'attualizzazione	10.538	201	10.739
- variazione netta delle imposte sul reddito	21.359	657	22.016
- acquisizioni di riserve	476		476
- cessioni di riserve	25		25
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	4.646	(244)	4.402
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.550)	(853)	(22.403)
31.12.2008	31.452	38	31.490
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.752)	(154)	(17.906)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.515	286	4.801
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.587	22	3.609
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(9.915)	(157)	(10.072)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.401	208	7.609
- revisioni delle quantità stimate	4.686	(113)	4.573
- effetto dell'attualizzazione	6.112	29	6.141
- variazione netta delle imposte sul reddito	674	(67)	607
- acquisizioni di riserve	161		161
- cessioni di riserve	(7)	81	74
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	586	84	670
Saldo aumenti (diminuzioni)	48	219	267
31.12.2009	31.500	257	31.757

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D. Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2009.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello *Internal Control – Integrated Framework* emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* che rappresenta un *framework* di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 il bilancio consolidato al 31 dicembre 2009:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
 - 3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

11 marzo 2010

/firma/ Paolo Scaroni

Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini

Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE
AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL D.LGS.
24 FEBBRAIO 1998, N° 58
(ora art. 14 del D.Lgs. 27.1.2010, n° 39)**

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico e dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005, compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale. La revisione contabile sul bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 è stata svolta in conformità alla normativa vigente nel corso di tale esercizio.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati presentati ai fini comparativi sono stati riesposti per tener conto delle modifiche agli schemi di bilancio introdotte dallo IAS 1, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 7 aprile 2009.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 43 dell'Albo Consob. - Altri Uffici: Bari 70125 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - Bologna Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 Tel. 0516186911 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08138181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 0498762677 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 80 Tel. 091349737 - Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10129 Corso Montevacchio 37 Tel. 011559771 - Trento 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.
- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella specifica sezione della medesima relazione sono coerenti con il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2009.

Milano, 7 aprile 2010

PricewaterhouseCoopers SpA


Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)



Relazioni e bilancio di esercizio
di Eni SpA
2009

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

■ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono pari a 446 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione, rispetto al 31 dicembre 2008, di 74 milioni di boe.

La riduzione delle riserve è principalmente dovuta ai conferimenti dei rami d'azienda "Attività E&P – Pianura Padana", "Attività E&P – Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P – Area Crotone" avvenuti a fine esercizio.

La produzione dell'anno (15,9 milioni di boe di petrolio e condensati e 39,5 milioni di boe di gas naturale), è stata compensata da promozioni di riserve certe.

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

		2008	2009	Variazione	
				assoluta	%
Gas naturale ^(a)	(milioni di boe)	346	248	(98)	(28,3)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	174	198	24	13,8
Idrocarburi	(milioni di boe)	520	446	(74)	(14,2)

(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

■ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2009 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 23 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 6.006 chilometri quadrati (7.339 chilometri quadrati al 31 dicembre 2008) e 88 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 8.601 chilometri quadrati (10.962 al 31 dicembre 2008). La diminuzione è dovuta ai conferimenti dei tre rami d'azienda.

■ Produzioni

Nel 2009 la produzione di idrocarburi è stata di 55,4 milioni di boe (66,2 nel 2008) corrispondenti alla produzione giornaliera di 151.905 boe (180.832 nel 2008).

La produzione di gas naturale (6,4 miliardi di metri cubi) è diminuita di 1 miliardo di metri cubi, pari al 13,5%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico (in particolare Angela/Angelina, Porto Garibaldi - Agostino, Porto Corsini e Barbara) e ionico (Luna), solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.

La produzione di petrolio e condensati (15,9 milioni di barili) è diminuita di 4,5 milioni di barili, pari al 22%, a seguito del riconoscimento al *partner* della *joint venture* Val d'Agri di 2 milioni di barili (5.500 boepd) per effetto degli accordi relativi all'unitizzazione della concessione, del declino produttivo di alcuni giacimenti e di interventi di adeguamento a impianti di produzione.

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2008	%	2009		Variazione	
					assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	7,15	10,7	6,15	11,4	(1,00)	(14,0)
Acquisti Italia	0,85	1,3	0,71	1,3	(0,14)	(16,5)
Italia	8,0	12,0	6,86	12,7	(1,14)	(14,3)
Russia per l'Italia	17,82	26,8	15,08	28,1	(2,74)	(15,4)
Algeria	17,62	26,4	12,02	22,3	(5,60)	(31,8)
Paesi Bassi	8,1	12,2	6,29	11,7	(1,81)	(22,3)
Norvegia	5,47	8,2	5,64	10,5	0,17	3,1
Libia	3,9	5,9	3,19	5,9	(0,71)	(18,2)
Altri	1,95	2,9	1,71	3,2	(0,24)	(12,3)
Algeria (GNL)	1,6	2,4	1,80	3,3	0,20	12,5
Nigeria (GNL)	1,69	2,5	0,98	1,8	(0,71)	(42,0)
Altri (GNL)	0,48	0,7	0,36	0,7	(0,12)	(25,0)
Eestero	58,63	88,0	47,07	87,3	(11,56)	(19,7)
Totale approvvigionamenti	66,63	100,0	53,93	100,0	(12,70)	(19,1)
(Immissioni) Prelievi da stoccaggio	(0,25)		1,25		1,50	(600,0)
Perdite di rete, differenza di misura e altre variazioni	(0,14)		(0,15)		(0,01)	7,1
Disponibilità per la vendita	66,24		55,03		(11,21)	(16,9)

Nel 2009 i volumi di gas approvvigionati dalla Divisione G&P sono stati di 53,93 miliardi di metri cubi di gas naturale, in flessione rispetto al 2008 (-12,7 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (47,07 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'87% del totale, in linea con il 2008. Gli approvvigionamenti dall'estero, importati in Italia o venduti sui mercati esteri, sono diminuiti di 11,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 19,7%, per effetto principalmente dei minori ritiri di gas: (i) dall'Algeria via *pipeline* (-5,6 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Russia (-2,74 miliardi di metri cubi), dai Paesi Bassi (-1,81 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Libia via GreenStream (-0,71 miliardi di metri cubi). In lieve aumento i ritiri: (i) dalla Norvegia (+0,17 miliardi di metri cubi); (ii) dall'Algeria come paese esportatore di GNL (+0,2 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (6,86 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,3%, in particolare per effetto della flessione della produzione nazionale.

Nel 2009 i prelievi netti dal sistema di stoccaggio sono stati di 1,25 miliardi di metri cubi (contro le immissioni di 0,25 miliardi di metri cubi nel 2007) che, tenuto conto delle perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni (0,15 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 55,03 miliardi di metri cubi, con una flessione di 11,21 miliardi di metri cubi, pari al 16,9% rispetto al 2008.

TAKE-OR-PAY

Per un'analisi dei contratti *take-or-pay* stipulati dalla Divisione Gas & Power, si rinvia al paragrafo "Andamento operativo – Fattori di rischio e di incertezza" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato Eni.

■ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2008	2009	Variazione	
			assoluta	%
Grossisti	8,42	6,84	(1,58)	(18,8)
Gas release	3,28	1,30	(1,98)	(60,4)
PSV e borsa	1,89	2,37	0,48	25,4
Clienti finali	33,61	23,74	(9,87)	(29,4)
Industriali	10,50	8,54	(1,96)	(18,7)
Industriali	9,47	7,49	(1,98)	(20,9)
PMI e terziario	1,03	1,05	0,02	1,9
Termoelettrici	17,69	9,68	(8,01)	(45,3)
Residenziali	5,42	5,52	0,10	1,8
Italia	47,20	34,25	(12,95)	(27,4)
Resto d'Europa	13,41	14,97	1,56	11,6
Importatori in Italia	4,34	3,73	(0,61)	(14,1)
Mercati target	9,07	11,24	2,17	23,9
Totale vendite a terzi	60,61	49,22	(11,39)	(18,8)
Autoconsumi e vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	5,63	5,81	0,18	3,2
	66,24	55,03	(11,21)	(16,9)

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D. Lgs. 164/2000.

Nel 2009 le vendite di gas naturale a terzi (49,22 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 11,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 18,8%, per effetto essenzialmente della flessione dei consumi, connessa alla recessione economica, e della pressione competitiva.

In particolare le vendite di gas naturale in Italia (34,25 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2008 di 12,95 miliardi di metri cubi, pari al 27,4%, nonostante l'effetto climatico positivo registrato in particolare nel primo e nel quarto trimestre dell'anno. Le principali riduzioni hanno riguardato: i segmenti termoelettrici (-8,01 miliardi di metri cubi, pari al 45,3%), industriale (-1,96 miliardi di metri cubi, pari al 18,7%), grossisti (-1,58 miliardi di metri cubi, pari al 18,8%), per effetto della contrazione dell'attività produttiva e dell'intensificarsi della pressione competitiva. In lieve aumento le vendite in borsa (+0,48 miliardi di metri cubi, pari al 25,4%) ed ai clienti residenziali (+0,10 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%) a seguito delle temperature più rigide registrate in particolare nei primi e negli ultimi mesi dell'anno.

Le vendite a importatori in Italia (3,73 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,61 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,1%, essenzialmente per effetto della crisi economica.

Le vendite nei mercati target del resto d'Europa (11,24 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,17 miliardi di metri cubi, pari al 23,9%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in particolare sui mercati di: (i) Francia (+1,3 miliardi di metri cubi); (ii) Nord Europa (+0,93 miliardi di metri cubi); (iii) Ungheria (+0,4 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA (5,81 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,18 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 3,2%.

■ Divisione Refining & Marketing

■ Approvvigionamenti e commercializzazione

Nel 2009 sono state acquistate 26,70 milioni di tonnellate di petrolio (26,42 milioni nel 2008) quasi interamente da Eni Trading & Shipping SpA (23,35 milioni dal settore) e 2,92 milioni di tonnellate di semilavorati (3,39 milioni nel 2008) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGI

(milioni di tonnellate)	2008	2009	Variazione	
			assoluta	%
Approvvigionamento Eni estero	22,51	23,35	0,84	3,7
Produzione Eni nazionale	2,72	2,11	(0,61)	(22,4)
Approvvigionamento Eni nazionale	0,85	0,80	(0,05)	(5,9)
Totale	26,08	26,26	0,18	0,7
Acquisti spot	0,20	0,29	0,09	45,7
Contratti a termine	0,15	0,15	0,01	3,4
	26,42	26,70	0,28	1,0

■ Raffinazione

Nel 2009, le lavorazioni in conto proprio (29,39 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1 milione di tonnellate rispetto al 2008 (30,39 milioni di tonnellate) in particolare sulle raffinerie di Gela, Livorno e Taranto. La riduzione delle lavorazioni in conto proprio riflette scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole.

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 24,02 milioni di tonnellate (25,59 milioni nel 2008) in diminuzione di circa 1,57 milioni di tonnellate, pari al 6,1%.

Il 19,5% del petrolio lavorato (5,11 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (25,8% nel 2008).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2008	2009	Variazione	
			assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	25,59	24,02	(1,57)	(6,1)
Lavorazioni in conto terzi	(1,37)	(0,49)	0,88	(64,2)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,17	5,87	(0,30)	(4,9)
Lavorazioni in conto proprio	30,39	29,4	(0,99)	(3,3)
Consumi e perdite	(1,34)	(1,36)	(0,02)	1,5
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	29,05	28,04	(1,01)	(3,5)
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	6,05	4,74	(1,31)	(21,7)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,26)	(0,01)	4,0
Prodotti venduti in Italia e all'estero	34,85	32,52	(2,33)	(6,7)

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

(milioni di tonnellate)	2008	2009	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	11,21	11,03	(0,18)	(1,6)
Benzine	7,11	7,30	0,19	2,7
Olio Combustibile	3,98	3,72	(0,26)	(6,5)
Cherosene	1,25	1,19	(0,06)	(4,8)
Virgin nafta	1,85	1,74	(0,11)	(5,9)
Basi Lubrificanti	0,60	0,49	(0,11)	(18,3)
GPL	0,55	0,52	(0,03)	(5,5)
Altri	2,50	2,05	(0,45)	(18,0)
Totale	29,05	28,04	(1,01)	(3,5)

■ Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

(milioni di tonnellate)	2008	2009	Variazione	
			assoluta	%
Rete	8,81	9,03	0,22	2,5
Extrarete	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
	19,96	18,59	(1,37)	(6,9)
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	5,70	5,43	(0,27)	(4,7)
Altre vendite ^(a)	5,55	5,56	0,01	0,2
Petrolchimica	1,69	1,31	(0,38)	(22,5)
Vendite in Italia	32,90	30,89	(2,01)	(6,1)
Vendite a terzi estero	1,00	0,75	(0,25)	(25,0)
Vendite a società del Gruppo all'estero	0,95	0,88	(0,07)	(7,4)
Vendite in Italia e all'estero	34,85	32,52	(2,33)	(6,7)

(a) Comprende le vendite a società petrolifere e trader.

Le vendite di prodotti petroliferi (32,52 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 2,33 milioni di tonnellate, pari al 6,7%, per effetto principalmente della recessione economica in atto.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (9,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto delle campagne promozionali e delle politiche di *pricing* attuate nel corso dell'anno. In particolare si segnala il successo della modalità di vendita "Iperself", e dell'apertura di nuovi punti vendita. In aumento le vendite di gasolio.

La quota di mercato è in aumento di 0,9 punti percentuali, passando dal 30,6% al 31,5%; l'erogato medio a marchio Agip è in lieve aumento rispetto al 2008 (da 2.470 a 2.482 mila litri).

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione è costituita da 4.474 stazioni di servizio, di cui circa il 74% di proprietà, con un incremento di 65 unità rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (90 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla chiusura di impianti a basso erogato (24 unità) e dal mancato rinnovo di 8 concessioni autostradali.

VENDITE SUL MERCATO RETE

(milioni di tonnellate)	2008	2009	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	5,50	5,74	0,24	4,4
Benzine	3,11	3,05	(0,06)	(1,9)
GPL	0,19	0,22	0,03	15,8
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Metano	0,00	0,01	0,01	0,0
Totale	8,81	9,03	0,22	2,5
Numero stazioni di servizio	4.409	4.474	65,00	1,5

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (9,56 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,59 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 14,3%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuta alla recessione economica.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 5,43 milioni di tonnellate (5,70 milioni nel 2008) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) a Eni Trading & Shipping SpA (3,53 milioni di tonnellate); (ii) alla Raffineria di Gela SpA (0,91 milioni di tonnellate).

Le altre vendite (5,56 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente allineate all'anno 2008.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (1,31 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 375 mila tonnellate, pari al 22%, in relazione al calo della domanda per effetto della recessione economica internazionale.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2008	2009	Variazione	
			assoluta	%
Divisione Exploration & Production	589	683	94	16,0
<i>di cui ricerca esplorativa</i>	117	63	(54)	(46,2)
Divisione Gas & Power	9	8	(1)	(11,1)
Divisione Refining & Marketing	725	515	(210)	(29,0)
Corporate	50	35	(15)	(30,0)
Investimenti tecnici	1.373	1.241	(132)	(9,6)

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (683 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli *asset* esistenti (602 milioni di euro; 456 nel 2008) e l'attività esplorativa (63 milioni di euro; 117 nel 2008).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Barbara, Annalisa, Cervia, Luna e Trecate); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo Annamaria e Bonaccia est; (iv) la manutenzione delle strutture e degli impianti esistenti.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente l'Italia meridionale. Sono stati svolti studi geologici e geofisici che hanno portato alla individuazione di nuove aree di potenziale interesse esplorativo nell'*offshore* siciliano e ionico per le quali sono state presentate istanze di permesso.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (8 milioni di euro) hanno riguardato principalmente l'attività di *re-branding*.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (515 milioni di euro), hanno riguardato essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica (391 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e di due nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto, per la logistica e oleodotti (8 milioni di euro) e interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (58 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (101 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (76 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (5 milioni di euro); (iii) il GPL (13 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 63 milioni di euro (12% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (35 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

■ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 173 milioni di euro (170 milioni di euro nel 2008), di cui 97 milioni di euro riferiti alla Divisione Exploration & Production, 22 milioni di euro alla Divisione Refining & Marketing e 54 milioni di euro alla Corporate.

■ Operazioni straordinarie

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2009 sono state effettuate diverse operazioni straordinarie.

In primo luogo, nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *up stream* è stato definito un programma di razionalizzazione di alcune attività minerarie in Italia che ne prevede la concentrazione in base alla collocazione geografica in società di nuova costituzione.

In attuazione di tale programma, il 18 dicembre 2009, con efficacia dal 31 dicembre, sono stati effettuati i seguenti conferimenti:

- alla società interamente posseduta Società Padana Energia SpA, il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" che raggruppa dodici titoli minerari in Lombardia ed Emilia Romagna;
- alla società interamente posseduta Società Adriatica Idrocarburi SpA, il ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" che raggruppa venti titoli minerari situati in tali regioni;
- alla società interamente posseduta Società Ionica Gas SpA, il ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" che raggruppa cinque titoli minerari situati in Calabria.

Per la prima e la seconda società sono in corso trattative di vendita a terzi e pertanto le relative partecipazioni sono state classificate nelle "Attività destinate alla vendita".

Nell'ambito dei processi di unificazione delle funzioni di *staff* sono stati effettuati:

- la cessione del ramo d'azienda "Amministrazione e Bilancio" di Eni SpA a favore della Eni Administration & Financial Service SpA (ex Sofid SpA). L'atto di cessione è stato stipulato in data 30 novembre 2009, con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2009;
- l'acquisizione del ramo d'azienda "Gestione amministrativa del personale e *payroll*" da Eniservizi SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 30 marzo 2009, con efficacia giuridica dal 1° aprile 2009.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio di esercizio 2009 che sottoponiamo alla vostra approvazione chiude con l'utile netto di 5.061 milioni di euro.

■ Conto economico

Esercizio 2007		(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
47.758	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)		47.605	32.542	(15.063)	(31,6)
174	Altri ricavi e proventi ^(a)		215	270	55	25,6
(43.610)	Costi operativi ^(a)		(45.117)	(30.293)	14.824	32,9
21	di cui (oneri) proventi non ricorrenti		21		(21)	
(1.456)	Altri proventi e oneri operativi ^(b)		505	(163)	(668)	
(863)	Ammortamenti e svalutazioni		(1.121)	(1.053)	68	6,1
2.003	Utile operativo		2.087	1.303	(784)	(37,6)
69	Proventi (oneri) finanziari netti		157	(345)	(502)	
4.953	Proventi netti su partecipazioni		4.807	4.753	(54)	(1,1)
	di cui (oneri) proventi non ricorrenti			(250)	(250)	
7.025	Utile prima delle imposte		7.051	5.711	(1.340)	(19,0)
(425)	Imposte sul reddito		(306)	(650)	(344)	
6.600	Utile netto		6.745	5.061	(1.684)	(25,0)
(341)	Esclusione (utile)/perdita di magazzino ^(c)		422	(329)	(751)	
6.259	Utile netto a valori correnti ^(c)		7.167	4.732	(2.435)	(34,0)

(a) A decorrere dal 2009 trova applicazione la disposizione dell'IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" (vedi paragrafo "Criteri di valutazione e redazione"). In coerenza, i dati relativi all'esercizio 2007 e 2008 sono stati riclassificati.

(b) Con riferimento allo schema di conto economico, ai fini di una migliore rappresentazione, la variazione di *fair value* dei derivati non di copertura su *commodity*, inclusi gli effetti del regolamento, è rilevata nel risultato operativo alla voce "Altri proventi e oneri operativi". In coerenza, i dati relativi all'esercizio 2007 e 2008 sono stati riclassificati.

(c) L'utile/perdita di magazzino è dato dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

L'utile netto di 5.061 milioni di euro è diminuito di 1.684 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 25%, a seguito essenzialmente: (i) della flessione dell'utile operativo (784 milioni di euro), dovuta principalmente alla minore *performance* delle divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing a causa del peggior scenario di mercato, parzialmente compensata dal maggior valore delle scorte, dalla migliore *performance* della divisione Gas & Power e dai minori costi della Corporate; (ii) dei maggiori oneri finanziari netti (502 milioni di euro); (iii) delle maggiori imposte sul reddito (344 milioni di euro).

■ Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
3.197	Divisione Exploration & Production	4.021	2.644	(1.377)	(34,2)
20.892	Divisione Gas & Power	25.877	18.209	(7.668)	(29,6)
26.719	Divisione Refining & Marketing	21.565	14.014	(7.551)	(35,0)
717	Corporate	819	813	(6)	(0,7)
(3.767)	Elisioni	(4.677)	(3.138)	1.539	(32,9)
47.758		47.605	32.542	(15.063)	(31,6)

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (2.644 milioni di euro) sono diminuiti di 1.377 milioni di euro, pari al 34,2%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-27,1%); (ii) della riduzione del prezzo di vendita in euro del greggio (-31,4%); (iii) della riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 10,6 milioni di boe (da 64,1 a 53,5 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi.

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (18.209 milioni di euro) sono diminuiti di 7.668 milioni di euro, pari al 29,6%, a seguito essenzialmente: (i) dell'andamento dei parametri energetici di riferimento sui prezzi di vendita, (ii) dei minori volumi di gas naturale venduti in Italia (-12,95 miliardi di metri cubi), in particolare nei segmenti termoelettrico (-8,01 miliardi di metri cubi), industriali (-1,96 miliardi di metri cubi) e grossisti (-1,58 miliardi di metri cubi) in conseguenza della crisi economica e della pressione competitiva per la maggiore disponibilità di gas sul mercato dovuta all'entrata in esercizio nell'ottobre 2009 del terminale di rigassificazione di GNL *offshore* nell'Alto Adriatico e all'entrata a regime del potenziamento dei gasdotti di importazione.

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (14.014 milioni di euro) sono diminuiti di 7.551 milioni di euro, pari al 35%, a seguito essenzialmente: (i) della significativa riduzione dei prezzi di vendita in dollari dei prodotti petroliferi; (ii) della contrazione dei volumi venduti. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro.

Altri ricavi e proventi

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
65	Locazioni, affitti e noleggi	68	77	9	13,2
36	Proventi per attività in <i>joint venture</i>	45	46	1	2,2
7	Plusvalenze da vendite di attività materiali	8	14	6	75,0
66	Altri proventi	94	133	39	41,5
174		215	270	55	25,6

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 77 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni). I proventi per attività in *joint venture* di 46 milioni di euro riguardano l'addebito ai *partners* delle prestazioni interne.

Costi operativi

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
42.660	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	44.084	29.216	(14.868)	(33,7)
11	di cui oneri (proventi) non ricorrenti	(21)		21	
950	Costo lavoro	1.033	1.077	44	4,3
(32)	di cui oneri (proventi) non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)				
43.610		45.117	30.293	(14.824)	(32,9)

I **costi operativi** sostenuti nel 2009 (30.293 milioni di euro) sono diminuiti di 14.824 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 32,9%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (29.216 milioni di euro) sono diminuiti di 14.868 milioni di euro e riguardano:

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
896	Divisione Exploration & Production	1.053	881	(172)	(16,3)
19.197	Divisione Gas & Power	24.395	17.239	(7.156)	(29,3)
25.454	Divisione Refining & Marketing	22.119	13.144	(8.975)	(40,6)
792	Corporate	1.316	1.024	(292)	(22,2)
(3.767)	Elisioni	(4.684)	(3.142)	1.542	(32,9)
88	Eliminazione utili interni ^(a)	(115)	70	185	
42.660		44.084	29.216	(14.868)	(33,7)

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

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi non includono per l'esercizio 2009 **oneri non ricorrenti**.

Il **costo lavoro** di 1.077 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
241	Divisione Exploration & Production	278	297	19	6,8
129	Divisione Gas & Power	132	127	(5)	(3,8)
353	Divisione Refining & Marketing	376	366	(10)	(2,7)
227	Corporate	247	287	40	16,2
950		1.033	1.077	44	4,3

Il **costo lavoro** della Divisione Exploration & Production (297 milioni di euro) è aumentato di 19 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori incentivi all'esodo e della normale dinamica retributiva, in parte compensati dalla riduzione dell'organico.

Il **costo lavoro** della Corporate (287 milioni di euro) è aumentato di 40 milioni di euro principalmente per effetto: (i) dell'incremento dell'occupazione media, dovuto al proseguimento di operazioni di accentramento delle attività in capo a Corporate (in particolare nelle direzioni Risorse Umane e Organizzazione, Approvvigionamenti e Legale), parzialmente compensato da efficienze diffuse e dalla cessione del ramo d'azienda "Amministrazione e Bilancio" ad Eni Administration & Financial Service SpA; (ii) della normale dinamica retributiva; (iii) dei maggiori incentivi all'esodo.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre 2009 è indicato nelle tabelle seguenti:

Esercizio 2007		2008	2009	Var. ass.	Var. %
Categorie contrattuali					
552	Dirigenti	592	549	(43)	(7,3)
3.836	Quadri	4.079	3.936	(143)	(3,5)
6.536	Impiegati	6.578	6.275	(303)	(4,6)
1.507	Operai	1.459	1.303	(156)	(10,7)
12.431		12.708	12.063	(645)	

Esercizio 2007		2008	2009	Var. ass.	Var. %
Divisioni					
3.394	Exploration & Production	3.497	3.173	(324)	(9,3)
1.854	Gas & Power	1.766	1.702	(64)	(3,6)
4.814	Refining & Marketing	4.852	4.624	(228)	(4,7)
2.369	Corporate	2.593	2.564	(29)	(1,1)
12.431		12.708	12.063	(645)	

Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2007		(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
498	Divisione Exploration & Production		499	445	(54)	(10,8)
2	Divisione Gas & Power		3	4	1	33,3
340	Divisione Refining & Marketing		587	559	(28)	(4,8)
23	Corporate		32	45	13	40,6
863			1.121	1.053	(68)	(6,1)

La diminuzione degli **ammortamenti** della Divisione Exploration & Production di 54 milioni di euro è dovuta essenzialmente: (i) alla diminuzione dei costi di ricerca esplorativa (59 milioni di euro); (ii) alla diminuzione dell'ammortamento dei costi di abbandono (37 milioni di euro) indotti essenzialmente dalla revisione delle stime e dai minori tassi di inflazione e di sconto previsti. Questi effetti sono in parte compensati dall'aumento degli ammortamenti di sviluppo dovuti all'entrata in produzione di nuovi impianti nella Concessione Val d'Agri e nell'*offshore* adriatico e ionico (40 milioni di euro).

La diminuzione degli **ammortamenti** e delle **svalutazioni** della Divisione Refining & Marketing di 28 milioni di euro, pari al 4,8%, è dovuta essenzialmente alle minori svalutazioni (281 milioni di euro nel 2009) rispetto a quelle registrate nell'esercizio 2008 (297 milioni di euro).

Altri proventi ed oneri operativi

Esercizio 2007		(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(1.510)	Divisione Exploration & Production		752	(333)	(1.085)	(144,3)
32	Divisione Gas & Power		(247)	159	406	(164,4)
(25)	Divisione Refining & Marketing			11	11	
47	Corporate					
(1.456)			505	(163)	(668)	(132,3)

Gli **altri oneri operativi** della Divisione Exploration & Production (333 milioni di euro) sono dovuti ai regolamenti dell'anno ed alla variazione negativa del *fair value* di derivati, classificati come "*cash flow hedge*" nel bilancio consolidato, posti in essere nell'ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo, finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 37,5 milioni di boe al 31 dicembre 2009. Tali strumenti derivati sono stati posti in essere in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi di Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo IAS 39 per essere considerati di copertura nel bilancio di esercizio, conseguentemente i relativi effetti sono rilevati a conto economico.

Gli **altri proventi operativi** della Divisione Gas & Power (159 milioni di euro) sono aumentati di 406 milioni di euro essenzialmente per effetto della variazione positiva del *fair value* e dei proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura, associabili a contratti di vendita di gas e di energia elettrica a prezzi fissi.

Utile operativo

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
99	Divisione Exploration & Production	3.004	767	(2.237)	(74,5)
1.615	Divisione Gas & Power	1.128	1.028	(100)	(8,9)
637	Divisione Refining & Marketing	(1.408)	74	1.482	
(260)	Corporate	(752)	(496)	256	34,0
(88)	Eliminazione utili interni ^(a)	115	(70)	(185)	
2.003	Utile operativo	2.087	1.303	(784)	(37,6)
(544)	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	670	(530)	(1.200)	
1.459	Utile operativo a valori correnti	2.757	773	(1.984)	(72,0)

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

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

Divisione Exploration & Production

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
99	Utile operativo	3.004	767	(2.237)	(74,5)
	Esclusione (utile) perdita di magazzino				
99	Utile operativo a valori correnti	3.004	767	(2.237)	(74,5)
(9)	di cui Oneri (proventi) non ricorrenti				

L'**utile operativo a valori correnti** della Divisione Exploration & Production (767 milioni di euro) è diminuito di 2.237 milioni di euro, pari al 74,5%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-27,1%); (ii) della riduzione del prezzo di vendita in euro del greggio (-31,4%); (iii) della riduzione dei volumi venduti di idrocarburi; (iv) degli oneri su derivati. Tali effetti sono parzialmente assorbiti dalla diminuzione dei costi operativi e degli ammortamenti.

Divisione Gas & Power

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
1.615	Utile operativo	1.128	1.028	(100)	(8,9)
44	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(442)	226	668	
1.659	Utile operativo a valori correnti	686	1.254	568	82,8
(43)	di cui Oneri (proventi) non ricorrenti				

L'**utile operativo a valori correnti** della Divisione Gas & Power (1.254 milioni di euro) è aumentato di 568 milioni di euro, pari all'82,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'andamento positivo dei parametri energetici; (ii) dell'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine; (iii) dell'utilizzo per esuberanza del fondo oneri per contributi allacciamento; (iv) dei minori accantonamenti effettuati nell'anno ai fondi rischi ed oneri; (v) dell'effetto positivo dei derivati su *commodity*. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione dei volumi venduti di gas nel mercato italiano e alla riduzione dei margini per effetto della pressione competitiva in relazione all'ampia disponibilità di gas sul mercato; (ii) dai maggiori accantonamenti per svalutazione crediti.

Divisione Refining & Marketing

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
637	Utile (perdita) operativa	(1.408)	74	1.482	
(730)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.283	(906)	(2.189)	
(93)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(125)	(832)	(707)	
38	di cui Oneri (proventi) non ricorrenti	(21)		21	

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (832 milioni di euro) è aumentata di 707 milioni di euro. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (21 milioni di euro), la perdita operativa aumenta di 686 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della flessione del risultato dell'attività raffinazione principalmente determinata dal peggioramento dello scenario di raffinazione, parzialmente compensato dall'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro, dall'impatto positivo delle migliori *performance* e dei minori costi di fermata delle raffinerie; (ii) del peggioramento del risultato dell'attività commerciale extrarete, in particolare nei *business* avio e prodotti speciali (bitumi); (iii) del peggioramento del risultato dell'attività commerciale rete per effetto dell'andamento dello scenario, parzialmente compensato dall'incremento dei volumi. Tali effetti negativi sono stati in parte assorbiti dai minori costi delle strutture di *staff* e dai minori costi per oneri ambientali.

Corporate

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(260)	Utile (perdita) operativa	(752)	(496)	256	
	Esclusione (utile) perdita di magazzino				
(260)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(752)	(496)	256	
(7)	di cui Oneri (proventi) non ricorrenti				

La **perdita operativa** della Corporate (496 milioni di euro) è diminuita di 256 milioni di euro rispetto al 2008 a seguito essenzialmente: (i) del venir meno degli oneri rilevati nel 2008 relativi al "Contributo volontario Fondo di solidarietà" ex Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (200 milioni di euro); (ii) dei minori accantonamenti al fondo contenziosi legali (82 milioni di euro) e dei minori accantonamenti ad altri fondi rischi ed oneri (47 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento del costo lavoro (40 milioni di euro).

Proventi (oneri) finanziari netti

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
(231)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(467)	(551)	(84)
(499)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(789)	(631)	158
32	- Interessi attivi su depositi e c/c	13	3	(10)
236	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	323	77	(246)
	- Altri	(14)		14
(17)	Proventi (oneri) su contratti derivati	23	8	(15)
(16)	Differenze di cambio	150	(78)	(228)
303	Altri proventi (oneri) finanziari	398	234	(164)
292	- Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	392	256	(136)
25	- Proventi su crediti d'imposta	33		(33)
	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (<i>accretion discount</i>)	(77)	(77)	0
49	- Altri	50	55	5
39		104	(387)	(491)
30	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	53	42	(11)
69		157	(345)	(502)

Proventi netti su partecipazioni

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
5.499	Dividendi	5.692	4.903	(789)
3	Altri proventi	14	1.361	1.347
5.502	Totale proventi	5.706	6.264	558
(549)	Svalutazioni e perdite	(899)	(1.511)	(612)
4.953		4.807	4.753	(54)

I proventi e gli oneri sono analizzati nella tabella seguente:

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
	Dividendi			
3.094	Eni International BV	3.235	3.698	463
264	Snam Rete Gas SpA	215	249	34
651	Italgas SpA	255	219	(36)
173	Union Fenosa Gas SA	185	138	(47)
55	Saipem SpA	83	104	21
475	Stoccaggi Gas Italia SpA	148	82	(66)
126	Galp Energia SA	87	64	(23)
9	EniPower SpA	38	57	19
	Eni Coordination Center SA	58	53	(5)
62	Ecofuel SpA	53	53	
69	Eni Administration & Financial Service SpA	156	39	(117)
	LNG Shipping SpA	36	36	
	Eni Trading & Shipping SpA		27	27
64	Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	64	26	(38)
32	Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	23	14	(9)
	Tecnomare SpA	28	13	(15)
294	Eni Investment Plc	917		(917)
49	Eni Gas Transport Deutschland SpA	45		(45)
47	Padana Assicurazioni SpA	40		(40)
10	Transmediterranean Pipeline Co Ltd	9		(9)
	Eni Hellas SpA	5		(5)
25	Altre	12	31	19
5.499		5.692	4.903	(789)
	Altri proventi			
	Vendita azioni Italgas SpA a Snam Rete Gas SpA		906	906
	Vendita azioni Stoccaggi SpA a Snam Rete Gas SpA		451	451
	Vendita azioni Padana Assicurazioni SpA a Helvezia	7		(7)
3	Altre	7	4	(3)
3		14	1.361	1.347
5.502	Totale proventi	5.706	6.264	558

Gli altri proventi di 1.361 milioni di euro riguardano essenzialmente la plusvalenza derivante dalla vendita, perfezionata in data 30 giugno 2009, del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas SpA, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro).

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
Svalutazioni				
	Polimeri Europa SpA	337	516	179
351	Syndial SpA	312	429	117
19	Eni Angola SpA	138	169	31
143	leoc SpA	74	104	30
	Inversora de Gas Cuyana SA		9	9
	Distribuidora de Gas del Centro SA		8	8
	Eni Medio Oriente SpA		6	6
33	Eni Timor Leste SpA	14	5	(9)
3	Altre minori (inferiori a 5 milioni di euro)	24	15	(9)
Altri oneri				
	Oneri per cessione Snamprogetti SpA		250	250
549	Totale oneri	899	1.511	612

Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA si riferiscono all'accantonamento al fondo rischi diversi stanziato in relazione alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Imposte sul reddito

Esercizio 2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
Imposte correnti				
(429)	IRES	(1.270)	(507)	763
(182)	IRAP	(185)	(110)	75
	Addizionale Libia		(238)	(238)
(611)		(1.455)	(855)	600
(307)	Imposta sostitutiva legge 244/07			
	Imposta sostitutiva legge 133/08	(227)	47	274
738	Storno fiscalità differita	521		(521)
431	Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	294	47	(247)
23	Imposte differite	186	104	(82)
(268)	Imposte anticipate	669	54	(615)
(245)		855	158	(697)
(425)		(306)	(650)	(344)

Le imposte sul reddito di 650 milioni di euro aumentano di 344 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) degli effetti dell'applicazione della normativa introdotta dall'art. 81, comma 23, lettera a-bis della legge n. 133/08 (358 milioni). Tale normativa ha previsto per le imprese del settore petrolifero: nell'esercizio 2008, il riallineamento obbligatorio delle differenze tra il valore di libro delle scorte – determinato secondo il metodo del costo medio ponderato – e quello fiscalmente riconosciuto – determinato secondo il metodo LIFO – a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva (con un provento netto di 294 milioni di euro, come differenza tra il rilascio della fiscalità differita relativa alle suddette differenze e l'imposta sostitutiva dovuta); nell'esercizio 2009, in presenza di un decremento delle scorte, il ripristino del disallineamento e la riliquidazione dell'imposta sostitutiva calcolati con riferimento alle quantità decrementate (con un onere netto di 64 milioni di euro, quale differenza tra le maggiori imposte correnti relative alla variazione delle scorte ed il provento per l'imposta sostitutiva riliquidata); (ii) dalla rilevazione nel 2008 degli effetti dell'adeguamento della fiscalità differita, determinato dalla rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società incluse nel consolidato fiscale dell'Eni previsto dalla legge finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (275 milioni di euro); (iii) dell'introduzione di una nuova addizionale Ires in applicazione della legge 6 febbraio 2009 n. 7, a seguito della ratifica ed esecuzione del Trattato di amicizia, partenariato e cooperazione tra la Repubblica italiana e la Libia (238 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dalle minori imposte conseguenti al minor risultato operativo (276 milioni di euro); (ii) dalle minori imposte conseguenti ai maggiori oneri finanziari netti (171 milioni di euro);

(iii) dall'effetto dell'adeguamento netto della fiscalità anticipata e differita resosi necessario a seguito dell'aumento di un punto percentuale dell'aliquota dell'addizionale IRES prevista dalla legge n. 133/08, disposto dall'art. 56, comma 3, della legge n. 99 del 23 luglio 2009 (31 milioni di euro) la cui decorrenza è stata prudenzialmente considerata dal corrente esercizio; (iv) dall'iscrizione di un provento a seguito del riconoscimento della parziale deducibilità dell'Irap dall'Ires per le annualità dal 2004 al 2007 ai sensi dell'art. 6 legge n. 2/2009 (26 milioni di euro); (v) delle minori imposte stanziare con riferimento alle società incluse nel consolidato fiscale dell'Eni (26 milioni di euro); da altri fenomeni di minore importo.

Il rigiro di imposte differite di 104 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) al rigiro delle imposte stanziare con riferimento alle svalutazioni dei crediti dedotte extracontabilmente (57 milioni di euro); (ii) al rigiro delle imposte stanziare con riferimento alle differenze di cambio attive non realizzate, al netto dei relativi stanziamenti dell'anno (27 milioni di euro); (iii) alle imposte stanziare in relazione al minor valore fiscale delle partecipazioni cedute nel corso dell'esercizio rispetto a quello di bilancio (18 milioni di euro); (iv) alla quota di ammortamento dei cespiti relativa alla capitalizzazione del fondo di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari (13 milioni di euro) compensato da altri fenomeni di minore importo.

Lo stanziamento di imposte anticipate di 54 milioni di euro è essenzialmente dovuto alle imposte relative: (i) all'accantonamento a fondi rischi fiscalmente non riconosciuti (228 milioni di euro); (ii) alle svalutazioni di cespiti fiscalmente non riconosciute, al netto degli utilizzi e degli ammortamenti sui beni svalutati (92 milioni di euro); (iii) all'adeguamento della fiscalità anticipata resosi necessario per effetto dell'aumento di un punto percentuale dell'aliquota dell'addizionale Ires di cui alla legge n. 133/08, disposto dall'art. 56, comma 3, della legge n. 99 del 23 luglio 2009 (42 milioni di euro); (iv) agli ammortamenti fiscalmente non deducibili (17 milioni di euro). Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dall'utilizzo di fondi rischi tassati (237 milioni di euro); (ii) dall'utilizzo del fondo svalutazione magazzino non dedotto (60 milioni di euro); (iii) dalle differenze di cambio passive non realizzate, al netto dei relativi rigiri (22 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.

La differenza tra il *tax rate* effettivo (11,39%) e teorico (35,63%), pari al 24,24%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul *tax rate* del 27,73%); (ii) alla cessione di partecipazioni che godono dell'esenzione da tassazione al 95% (con un effetto del 7,67%); (iii) dall'effetto delle imposte stanziare con riferimento alle società incluse nel consolidato fiscale dell'Eni (con un effetto del 3,21%). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibile (con un effetto del 7,50%); (ii) dall'accantonamento relativo alla stima del conguaglio patrimoniale non deducibile da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti dell'Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ (con un effetto dell'1,49%); (iii) dall'effetto della riliquidazione dell'imposta sostitutiva ex legge n. 133/08 contabilizzata nel 2008 (con un effetto sul *tax rate* dell' 1,12%) e da altri fenomeni di minore entità.

■ Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.143	5.930	(213)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.028	1.637	609
Attività immateriali	1.014	988	(26)
Partecipazioni	26.720	29.374	2.654
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	8.804	10.804	2.000
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(303)	(330)	(27)
	43.406	48.403	4.997
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.819	1.266	(553)
Crediti commerciali	8.608	7.006	(1.602)
Debiti commerciali	(5.934)	(4.384)	1.550
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	(371)	1.478	1.849
Fondi per rischi e oneri ^(a)	(3.189)	(3.208)	(19)
Altre attività (passività) d'esercizio ^(a)	(2.598)	(2.994)	(396)
	(1.665)	(836)	829
Fondi per benefici ai dipendenti	(305)	(306)	(1)
Attività destinate alla vendita		911	911
CAPITALE INVESTITO NETTO	41.436	48.172	6.736
Patrimonio netto	30.049	32.144	2.095
Indebitamento finanziario netto	11.387	16.028	4.641
COPERTURE	41.436	48.172	6.736

(a) A decorrere dal 2009 trova applicazione la disposizione dell'IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" (vedi paragrafo "Criteri di valutazione e redazione"). In coerenza, i dati relativi al 31 dicembre 2008 sono stati riclassificati.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009 ammonta a 48.172 milioni di euro con un incremento di 6.736 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (48.403 milioni di euro) aumenta di 4.997 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto dell'aumento del valore delle partecipazioni (2.654 milioni di euro) illustrato nella successiva tabella, dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (2.000 milioni di euro), delle scorte d'obbligo di petrolio e prodotti petroliferi (609 milioni di euro); quest'ultimo dovuto essenzialmente all'aumento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Le partecipazioni (29.374 milioni di euro) sono aumentate di 2.654 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2008	26.720
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Snam Rete Gas SpA	1.929
Eni Gas & Power Belgium SA	1.920
Eni Investments Plc	1.154
Polimeri Europa SpA	550
Syndial SpA	328
Eni International BV	206
Eni Petroleum Co Inc	196
leoc SpA	85
Raffineria di Gela Srl	43
Eni Medio Oriente SpA	11
Eni Timor Leste SpA	9
Eni East Africa SpA	4
	6.435
Acquisizioni	
Toscana Energia Clienti SpA	25
Messina Fuels SpA	11
Raffineria di Gela Srl	5
	41
Altri incrementi	
Società Ionica Gas SpA - conferimento	623
Altri incrementi	2
	625
<i>Decremento per:</i>	
Cessioni	
Italgas SpA	(2.016)
Stoccaggi Gas Italia SpA	(1.136)
	(3.152)
Svalutazioni e perdite	
Polimeri Europa SpA	(516)
Syndial SpA	(413)
Eni Angola SpA	(169)
leoc SpA	(104)
Inversora de Gas Cuyana SA	(9)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(8)
Eni Medio Oriente SpA	(6)
Eni Timor Leste SpA	(5)
Società Petrolifera Italiana SpA	(5)
Altre minori (inferiori a 5 milioni di euro)	(10)
	(1.245)
Altri decrementi	
Eni International Bank Ltd - liquidazione	(43)
Eni Hellas SpA - rimborso riserve	(5)
Afi Hotels SpA - liquidazione	(2)
	(50)
Partecipazioni al 31 dicembre 2009	29.374

Le partecipazioni al 31 dicembre 2009 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto
Eni International BV	7.626
Eni Gas & Power Belgium SA	4.686
Eni Investments Plc	4.646
Snam Rete Gas SpA	3.920
Eni Petroleum Co Inc	1.181
Polimeri Europa SpA	1.167
EniPower SpA	957
Galp Energia SA	780
Eni Coordination Center SA	726
Società Ionica Gas SpA	623
Union Fenosa Gas SA	442
LNG Shipping SpA	285
Eni Trading & Shipping SpA	282
Eni Administration & Financial Service SpA	241
Eni Hellas SpA	186
Saipem SpA	182
Raffineria di Gela SpA	171
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	133
Raffineria di Milazzo SCpA	126
Tigaz Rt.	116
Eni Insurance Ltd	100
Eni Angola SpA	89
leoc SpA	77
Inversora de Gas Cuyana SA	66
Toscana Energia Clienti SpA	59
Distribuidora de Gas del Centro SA	52
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Ecofuel SpA	48
Società Oleodotti Meridionali SpA	42
Servizi Aerei SpA	36
Società Petrolifera Italiana SpA	29
Eni Rete oil&nonoil SpA	27
Eni Fuel Nord SpA	27
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	25
Altre (inferiori a 20 milioni di euro)	170
	29.374

Capitale di esercizio netto

I crediti commerciali di 7.006 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e di energia elettrica (4.445 milioni di euro) e prodotti petroliferi (2.083 milioni di euro). La diminuzione di 1.602 milioni di euro è connessa essenzialmente ai minori prezzi di vendita legati essenzialmente all'andamento dei parametri energetici e alla contrazione delle vendite per effetto della recessione economica in atto e della pressione competitiva.

I debiti commerciali di 4.384 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti derivanti dall'acquisto di gas naturale e di energia elettrica (2.036 milioni di euro) e prodotti petroliferi (2.065 milioni di euro). La diminuzione di 1.550 milioni di euro è connessa essenzialmente alla diminuzione dei prezzi di acquisto del gas legato essenzialmente all'andamento del cambio e ai minori volumi acquistati in relazione al calo della domanda.

Le rimanenze di 1.266 milioni di euro diminuiscono di 553 milioni di euro a seguito essenzialmente della riduzione dei volumi delle scorte di gas, in parte compensata dal maggior valore delle giacenze di petrolio e di prodotti petroliferi.

I crediti tributari e il fondo imposte netto di 1.478 milioni di euro sono costituiti da debiti tributari per 1.279 milioni di euro, da attività per imposte anticipate per 1.759 milioni di euro e da crediti tributari per 998 milioni di euro. L'aumento di 1.849 milioni di euro è determinato essenzialmente: (i) dal minor debito per IRES ed IRAP correnti determinato al netto degli acconti versati; (ii) dall'eccedenza di versamento dell'acconto IVA rispetto a quanto risultante dalla liquidazione dell'ultimo periodo del 2009; (iii) dal minor debito per imposte sostitutive a fronte dei pagamenti avvenuti.

I fondi per rischi e oneri (3.208 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.150 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (600 milioni di euro); (iii) il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci (353 milioni di euro); (iv) il fondo stanziato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (v) il fondo stanziato in relazione agli oneri per cessione Snamprogetti SpA¹ (250 milioni di euro); (vi) il fondo controversie legali (162 milioni di euro).

Le altre passività nette di esercizio (2.994 milioni di euro) aumentano di 396 milioni di euro per effetto principalmente della variazione negativa del *fair value* di derivati su *commodity*².

(1) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "Proventi netti su partecipazioni".

(2) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "Altri proventi e oneri operativi".

Patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2008	30.049
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	5.061
Operazioni straordinarie <i>under common control</i>	1.194
Costo di competenza delle <i>stock option</i> assegnate	13
	6.268
<i>Decremento per:</i>	
Disistribuzione saldo dividendo 2008	(2.355)
Acconto sul dividendo 2009	(1.811)
Diritti decaduti <i>stock option</i> - piano 2006	(7)
	(4.173)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2009	32.144

Il patrimonio netto (32.144 milioni di euro) comprende l'effetto delle operazioni straordinarie avvenute nel corso del 2009 e rilevate a riserva in relazione alla rappresentazione in continuità di valori delle operazioni di *business combination under common control*, tra cui essenzialmente la differenza positiva (1.207 milioni di euro) tra il valore di iscrizione delle partecipazioni nelle neo costituite Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA e Società Padana Energia SpA e il valore di libro dei rispettivi rami d'azienda conferiti.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2009 di 16.028 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	17.076	21.608	4.532
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.056	5.673	(383)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	11.020	15.935	4.915
Disponibilità liquide ed equivalenti	(718)	(428)	290
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.971)	(5.152)	(181)
Indebitamento finanziario netto	11.387	16.028	4.641

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di 4.641 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (6.435 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione (2.354 milioni di euro); (iii) agli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa comprensivi di acquisizioni di rami aziendali (2.003 milioni di euro); (iv) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro); (v) agli investimenti relativi ad immobilizzazioni materiali ed immateriali (1.241 milioni di euro). Tali fattori sono stati in parte compensati dalla cessione delle partecipazioni di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA a Snam Rete Gas SpA (4.509 milioni di euro) e dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (4.753 milioni di euro).

■ 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 chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti derivanti da operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.); (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 derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc).

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
Utile netto	6.745	5.061	(1.684)
<i>a rettifica:</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.588	1.524	(2.064)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	3	(1.325)	(1.328)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(5.481)	(4.077)	1.404
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	4.855	1.183	(3.672)
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	183	808	625
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	6.135	2.762	(3.373)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	11.173	4.753	(6.420)
Investimenti tecnici	(1.373)	(1.241)	132
Investimenti in partecipazioni, titoli	(4.159)	(6.491)	(2.332)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa	(820)	(2.003)	(1.183)
Dismissioni	48	4.579	4.531
Altre variazioni relative all'attività di investimento	55	29	(26)
Free cash flow	4.924	(374)	(5.298)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	1.609	(181)	(1.790)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(632)	4.433	5.065
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.678)	(4.165)	1.513
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	51	(3)	(54)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	274	(290)	(564)
Free cash flow	4.924	(374)	(5.298)
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.678)	(4.165)	1.513
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(48)	(99)	(51)
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	(300)	(3)	297
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.102)	(4.641)	(3.539)

■ 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 di esercizio	31.12.2008*		31.12.2009	
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.143		5.930
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.028		1.637
Attività immateriali			1.014		988
Partecipazioni	v. nota 10 "Partecipazioni"		26.720		29.374
Attività destinate alla vendita					911
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			8.804		10.804
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		176		1.079
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	v. nota 11 "Altre attività finanziarie"		8.628		9.725
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(303)		(330)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		14		10
- debiti per attività di investimento	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"		(317)		(340)
Totale Capitale immobilizzato			43.406		49.314
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.819		1.266
Crediti commerciali	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		8.608		7.006
Debiti commerciali	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"		(5.934)		(4.384)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(371)		1.478
- passività per imposte sul reddito correnti			(687)		(151)
- passività per altre imposte correnti			(1.179)		(914)
- attività per imposte sul reddito correnti			7		437
- attività per altre imposte correnti			149		421
- attività per imposte anticipate			1.683		1.759
- altre attività non correnti			63		62
- crediti per consolidato fiscale e IVA	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		88		77
- debiti per consolidato fiscale e IVA	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"		(246)		(161)
- altre passività (non correnti)	v. nota 23 "Altre passività non correnti"		(249)		(52)
Fondi per rischi ed oneri			(3.189)		(3.208)
Altre attività (passività) di esercizio:			(2.598)		(2.994)
- altri crediti	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		554		542
- altre attività (correnti)			1.122		666
- altre attività (non correnti)	v. nota 13 "Altre attività non correnti"		725		636
- acconti e anticipi, altri debiti	v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti"		(838)		(1.320)
- altre passività (correnti)			(1.339)		(969)
- altre passività (non correnti)	v. nota 23 "Altre passività non correnti"		(2.822)		(2.549)
Totale Capitale di esercizio netto			(1.665)		(836)
Fondi per benefici ai dipendenti			(305)		(306)
CAPITALE INVESTITO NETTO			41.436		48.172
Patrimonio netto			30.049		32.144
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine			11.020		15.935
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			217		2.496
- passività finanziarie a breve termine			5.839		3.177
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			718		428
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti"		4.965		5.148
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 11 "Altre attività finanziarie non correnti"		6		4
Totale Indebitamento finanziario netto			11.387		16.028
COPERTURE			41.436		48.172

(*) Alcuni valori del 2008 sono stati riclassificati, come meglio indicato al paragrafo "Criteri di valutazione e redazione".

Rendiconto finanziario riclassificato**Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale**

(milioni di euro)

	31.12.2008		31.12.2009	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		6.745		5.061
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		3.588		1.524
- ammortamenti	820		772	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	2.362		593	
- variazioni fondi per rischi e oneri	397		152	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	9		7	
- plusvalenze nette su cessione di attività		3		(1.325)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(5.481)		(4.077)
- dividendi	(5.692)		(4.903)	
- interessi attivi	(800)		(382)	
- interessi passivi	742		592	
- differenze cambio	(50)		(34)	
- imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	306		650	
- altre variazioni	13			
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale d'esercizio		4.855		1.183
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		183		808
- rimanenze	(107)		1.020	
- crediti commerciali e diversi	(681)		966	
- altre attività	(412)		490	
- debiti commerciali e diversi	509		(1.089)	
- altre passività	874		(579)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		6.135		2.762
- dividendi incassati	5.693		4.904	
- interessi incassati	764		376	
- interessi pagati	(748)		(452)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	426		(2.066)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		11.173		4.753
Investimenti tecnici:		(1.373)		(1.241)
- immobilizzazioni immateriali	(160)		(93)	
- immobilizzazioni materiali	(1.213)		(1.148)	
Investimenti in partecipazioni, titoli		(4.159)		(6.491)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa:		(820)		(2.003)
- crediti finanziari strumentali	(819)		(1.989)	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(1)		(14)	
Dismissioni:		48		4.579
- immobilizzazioni immateriali			1	
- immobilizzazioni materiali	11		15	
- partecipazioni	38		4.563	
- in rami d'azienda	(1)			
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		55		29
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	55		29	
Free cash flow		4.924		(374)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		1.609		(181)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.609		(181)	
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:		(632)		4.433
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine	2.554		7.194	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(3.186)		(2.761)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(5.678)		(4.165)
- dividendi distribuiti	(4.910)		(4.165)	
- acquisto netto di azioni proprie	(768)			
Effetto delle operazioni straordinarie (Fusioni, conferimenti)		51		(3)
Flusso di cassa netto di periodo		274		(290)

COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

■ Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2009 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica ^(a)	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefit non monetari	Bonus e altri incentivi ^(b)	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	765		400		1.165
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430	1	2.824	1.017	4.272
Alberto Clô	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Paolo Andrea Colombo	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Paolo Marchioni	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	107		10		117
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	163		10		173
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Francesco Taranto	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	153		10		163
Collegio Sindacale								
Ugo Marinelli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	121				121
Roberto Ferranti ^(c)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Luigi Mandolesi	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Tiziano Onesti ^(d)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84			40	124
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	44				44
Direttori generali								
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.01 - 31.12			3	772	734	1.509
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	1.002	745	1.748
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 31.12			2	648	642	1.292
Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(e)								
					15	4.179	4.266	8.460
				2.551	22	9.895	7.444	19.912

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.

(b) Relativi all'incentivazione annuale collegata alle performance realizzate nel 2008 (6.283 migliaia di euro) e all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006 (3.612 migliaia di euro).

(c) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(d) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei.

(e) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società e i direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato (otto dirigenti).

■ Incentivo di Lungo Termine attribuita agli Amministratori, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con responsabilità strategiche

1. INCENTIVO MONETARIO DIFFERITO

Il piano di incentivazione monetaria differita 2009-2011 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Relazione sui Compensi" del capitolo "Relazione sul governo societario").

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2009 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	786.500
Claudio Descalzi	Direttore Generale Divisione E&P	340.000
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione G&P	349.500
Angelo Caridi	Direttore Generale Divisione R&M	307.000
Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(a)		1.612.000

(a) 8 dirigenti.

In relazione alla delibera del Consiglio di Amministrazione di Eni di non attuare per l'anno 2009 il Piano di *stock option* e all'obbligazione nei confronti dell'Amministratore Delegato di adottare uno strumento alternativo di incentivazione con lo stesso effetto economico qualora il piano non fosse operativo, è stato approvato per l'Amministratore Delegato un nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine, di tipo monetario, a compensazione ed in sostituzione del Piano di *stock option* 2009, con valore e caratteristiche coerenti al precedente Piano. Tale Piano prevede, quale condizione di *performance*, le variazioni del parametro utile netto *adjusted + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A)* misurato nel triennio 2009-2011 in termini relativi rispetto alle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. L'importo attribuito nel 2009 di 2.716.391 euro sarà erogato nel 2012, al termine dei tre anni di *vesting*, in percentuale compresa tra zero e 130 dell'importo attribuito, sulla base dei risultati di *performance* conseguiti nel triennio di riferimento.

2. STOCK OPTION

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate nominativamente le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2009 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Per l'anno 2009 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'eliminazione del Piano di *stock option*.

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

Nome e cognome	Amministratore Delegato Paolo Scaroni ^(b)	Direttore generale Divisione E&P Claudio Descalzi	Direttore generale Divisione G&P Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione R&M Angelo Caridi	Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(e)			
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:								
- numero opzioni	2.587.500	264.000	380.000	142.000 ^(c)	150.500	122.000 ^(d)	1.671.000	80.500 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,767	24,009	24,142	4,399	22,534	21,098	23,660	21,545
- scadenza media in mesi	55	55	56	54	65	48	56	48
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:								
- numero opzioni								
- prezzo di esercizio (euro)								
- scadenza media in mesi								
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:								
- numero opzioni								35.600 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)								17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio (euro)								22,264
Opzioni decadute nel corso dell'esercizio:								
- numero opzioni	360.930	40.280	64.925			14.700 ^(d)	233.995	8.900 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,100	23,100	23,100			17,519	23,100	17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio (euro)	14,079	14,079	14,079			12,240	14,079	12,240
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:								
- numero opzioni	2.226.570	223.720	315.075	142.000 ^(c)	150.500	107.300 ^(d)	1.437.005	36.000 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,875	24,173	24,357	4,399	22,534	21,588	23,751	26,521
- scadenza media in mesi	45	46	46	42	53	36	46	43

(a) 8 dirigenti.

(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione nel 2007 di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro; relativamente all'attribuzione 2006 di tale incentivo con valore di 96.000 euro e prezzo di esercizio di 23,1 euro, non si sono determinate le condizioni per la sua erogazione, in quanto il prezzo del titolo Eni è risultato inferiore al prezzo di esercizio al termine del periodo triennale di *vesting*.

(c) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.

(d) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.

(e) Opzioni su azioni Saipem.

■ Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo è stato effettuato un accantonamento per l'anno 2009 di 244.435,07 euro. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione delle competenze di fine rapporto e con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso, è prevista un'indennità corrispondente alla somma di 3.200.000 euro più il valore della retribuzione variabile annua calcolata sulla media delle *performance* del triennio 2008-2010. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

■ Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2009 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno. Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2008	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2009
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	58.549			58.549
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200	2.002		4.202
Paolo Marchioni	Eni SpA		600		600
Francesco Taranto	Eni SpA	500			500
Collegio sindacale					
Roberto Ferranti	Eni SpA	1.000			1.000
	Snam Rete Gas SpA	1.000	913		1.913
Direttori generali					
Claudio Descalzi	Eni SpA	24.455			24.455
Angelo Caridi	Eni SpA	40.595			40.595
	Snam Rete Gas SpA	42.269	48.318		90.587
Domenico Dispenza	Eni SpA	99.715			99.715
	Snam Rete Gas SpA	153.800	146.157		299.957
Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(a)	Eni SpA	18.255	3.700	950	21.005
	Saipem SpA	500	35.600 ^(b)	36.100	
	Snam Rete Gas SpA	2.200	2.500	4.700	

(a) 6 dirigenti.

(b) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock option*.

■ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Stock option

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria. Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti¹ di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile².

I piani di *stock option* in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati

1) Dipendenti con rapporto di lavoro regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro dei dirigenti o da equivalente normativa relativamente ai dipendenti di società non residenti in Italia.

2) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno propri piani di incentivazione) e le loro controllate.

sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. Il regime fiscale delle opzioni, per i soggetti residenti in Italia, prevede che la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio e il relativo prezzo di esercizio concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta ad imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%. Per i soggetti non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo stato estero di residenza.

Di seguito sono descritti i dettagli dei piani di *stock option* in essere.

PIANI 2002-2004 e 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2002-2004. Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2005 (di cui n. 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 e n. 2.658.400 azioni proprie disponibili dal Piano di *stock grant* 2003-2005). Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2002-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2002	314	15,216 ^(a)	3.518.500
anno 2003	376	13,743 ^(b)	4.703.000
anno 2004	381	16,576 ^(a)	3.993.500
anno 2005	388	22,512 ^(c)	4.818.500
			17.033.500

(a) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

(b) Costo medio delle azioni proprie in portafoglio il giorno precedente la data di assegnazione (superiore alla media di cui alla nota a).

(c) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2009, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 11.930.000 opzioni, decadute n. 823.500 opzioni e in essere n. 4.280.000 opzioni.

PIANO 2006-2008

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il Piano di *stock option* 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del Piano. Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di *stock option*, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il Piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base di criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni; decorso sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano, entro la fine dell'anno in cui si conclude il *vesting period*, il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Qualora i suddetti eventi accadano dopo il *vesting period* le opzioni sono esercitabili entro dodici mesi e comunque non oltre la fine del periodo di esercizio.

Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il *vesting period*, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2006-2008 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2006	338	23,119 ^(a)	7.050.000
anno 2007	333	27,451 ^(b)	6.128.500
anno 2008	346	22,540 ^(b)	7.415.000
			20.593.500

(a) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

(b) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2009, in attuazione del piano suddetto, risultano complessivamente esercitate n. 85.900 opzioni, decadute n. 5.305.270 opzioni e in essere n. 15.202.330 opzioni.

L'evoluzione nel 2008 e 2009 dei piani di *stock option* è la seguente:

(euro)	2008			2009		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)
Diritti esistenti al 1° gennaio	17.699.625	23,822	25,120	23.557.425	23,540	16,556
Nuovi diritti assegnati	7.415.000	22,540	22,538			
Diritti esercitati nel periodo	(582.100)	17,054	24,328	2.000	13,743	16,207
Diritti decaduti nel periodo	(975.100)	24,931	19,942	4.073.095	23,374	14,866
Diritti esistenti al 31 dicembre	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811
di cui: esercitabili al 31 dicembre	5.184.250	21,263	16,556	7.298.155	21,843	17,811

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

■ Azioni proprie e di società controllanti

Il 29 aprile 2008 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'azionista, aveva autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro, incluse le azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (359 milioni di azioni), e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro. Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Nel corso dell'esercizio non sono stati effettuati acquisti.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2009 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
anno 2005	47.064.587	21,966	1.034	1,18
anno 2006	53.125.491	23,354	1.241	1,33
anno 2007	27.559.339	24,694	680	0,69
anno 2008	35.904.735	21,672	778	0,90
anno 2009	398.466.853	-	6.971	-
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	(13)			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di <i>stock grant</i> 2003, 2004 e 2005	(3.498.700)			
- vendute in applicazione dei piani di <i>stock option</i> 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006	(12.015.900)			
Azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2009 ^(a)	382.952.240			

(a) Per un valore di libro di 6.757 milioni di euro.

Dall'inizio del programma fino al 29 ottobre 2009, data in cui è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie, sono state acquistate n. 398.466.853 azioni proprie, pari al 9,95% del capitale sociale, per il corrispettivo di circa 6,97 miliardi di euro (in media 17,495 euro per azione).

Al 31 dicembre le azioni in portafoglio ammontano a n. 382.952.240, pari al 9,56% del capitale sociale.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

■ Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati alla nota n. 36 delle Note al bilancio di esercizio.

■ Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

■ Gestione dei rischi d'impresa

Le informazioni relative alla gestione dei rischi d'impresa sono illustrate nelle Note al bilancio di esercizio.

■ Dichiarazione ai sensi del Decreto Legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

■ Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

■ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato – Andamento operativo.

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Per quanto attiene il Gruppo si rinvia al corrispondente paragrafo della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato e per quanto attiene all'andamento operativo dell'Eni si rappresenta quanto segue.

Divisione Exploration & Production

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici di circa 600 milioni di euro.

Relativamente all'attività esplorativa continueranno gli studi geologici e geofisici con l'obiettivo di individuare nuove iniziative esplorative e di razionalizzare il portafoglio titoli minerari. Saranno inoltre acquisiti dati magnetotellurici in Italia meridionale.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero del potenziale minerario residuo di aree in produzione, in particolare con interventi di *sidetrack/infilling* dei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri.

Per i temi a gas, è prevista l'ultimazione dello sviluppo dei giacimenti Annamaria e Bonaccia Est con avvio della produzione atteso nel 2010, e l'inizio del progetto Guendalina con avvio della produzione atteso nel 2011.

La produzione di idrocarburi nel 2010 è attesa in flessione di circa il 10,8% a seguito dei conferimenti dei tre rami d'azienda "Attività E&P – Pianura Padana", "Attività E&P – Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P – Area Crotone" avvenuti a fine esercizio che incidono per circa il 15,9%, parzialmente compensati dallo *start up* di nuovi campi nei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico e dalla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri che contrasteranno il naturale declino dei giacimenti maturi di gas.

Divisione Gas & Power

L'impegno per la crescita sul mercato europeo del gas è articolato su più azioni: (i) tenuta della quota di mercato e difesa della *leadership* in Italia nonostante la flessione della domanda e l'azione della concorrenza; (ii) crescita della posizione sui principali mercati europei come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, facendo leva sull'ampia disponibilità di gas sia di produzione sia approvvigionato sulla base di contratti di lungo termine, nonché sulla flessibilità operativa assicurata da un'estesa e ramificata rete di gasdotti e dalla disponibilità di capacità di stoccaggio; (iii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del gas *equity*.

Inoltre, per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali puntano all'incremento delle opzioni di vendita e allo sviluppo dell'offerta integrata gas-elettrico (*Dual offer*) rivolta sia ai clienti residenziali che a quelli *business*; a tal fine strumenti di supporto alla forza vendita (*Customer care*, *Call center*, portali dedicati) diventano fondamentali per rafforzare il rapporto con il mercato e migliorare il grado di conoscenza e di apprezzamento dei servizi innovativi nel settore dell'energia.

La Divisione perseguirà inoltre l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.

Nel 2010 le vendite di gas in Europa (inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) sono previste in calo rispetto ai risultati 2009 (55,03 miliardi di metri cubi nel 2009), con un diverso andamento tra vendite in Italia e all'estero. Infatti all'estero è previsto un incremento per effetto dello sviluppo dell'azione commerciale in particolare nei mercati *target*, mentre in Italia è prevista una riduzione per effetto dell'intensificarsi della pressione competitiva e della maggiore disponibilità di gas sul mercato.

Le vendite di energia elettrica sono previste in aumento rispetto al 2009 (31,18 TWh nel 2009) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione e delle maggiori disponibilità di energia elettrica.

Divisione Refining & Marketing

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici di circa 646 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica (450 milioni di euro), principalmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e il completamento di due nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto, per la logistica oleodotti (20 milioni di euro) e interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (103 milioni di euro); (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti (160 milioni di euro), in particolare per la realizzazioni di nuovi impianti (131 milioni di euro) e per una nuova immagine (30 milioni di euro).

Le lavorazioni in conto proprio sono previste in aumento rispetto al 2009 (29,39 milioni di tonnellate nel 2009) per effetto principalmente della piena capacità dei due nuovi impianti *hydrocracking* su Sannazzaro e Taranto e del miglioramento dello scenario dei prezzi petroliferi (TRC previsto in incremento del 18%); tale incremento compensa l'annullamento delle lavorazioni sulla raffineria di Cagliari per la cessione del contratto.

Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete sono previste in aumento rispetto al 2009 (9,03 milioni di tonnellate nel 2009) anche per effetto del cambio immagine a marchio Eni dei punti vendita.



Bilancio di esercizio
2009

Stato patrimoniale

(euro)	Note	31.12.2008 ^(*)		31.12.2009	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	718.058.527		427.811.301	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita					
Crediti commerciali e altri crediti:	(2)	14.402.775.430	7.367.803.872	13.861.603.430	8.335.254.525
- crediti finanziari		5.140.456.625		6.227.146.894	
- crediti commerciali e altri crediti		9.262.318.806		7.634.456.536	
Rimanenze	(3)	1.819.407.811		1.265.537.486	
Attività per imposte sul reddito correnti	(4)	7.397.169		437.339.653	
Attività per altre imposte correnti	(5)	149.433.910		421.029.821	
Altre attività	(6)	1.122.643.066	690.746.656	666.222.306	499.607.387
		18.219.715.913		17.079.543.997	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(7)	6.142.811.018		5.930.160.616	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.027.841.428		1.636.783.048	
Attività immateriali	(9)	1.014.560.255		987.766.039	
Partecipazioni	(10)	26.720.323.944		29.373.778.954	
Altre attività finanziarie	(11)	8.633.794.261	8.613.783.161	9.729.005.419	9.705.772.636
Attività per imposte anticipate	(12)	1.683.017.037		1.759.019.091	
Altre attività	(13)	787.956.920	522.067.938	698.199.134	202.934.305
		46.010.304.863		50.114.712.301	
Attività destinate alla vendita	(14)			911.475.097	
TOTALE ATTIVITÀ		64.230.020.776		68.105.731.395	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(15)	5.839.143.446	3.536.441.118	3.177.409.315	2.597.162.670
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	217.084.197	1.106.374	2.496.014.710	102.788.595
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	7.334.658.487	3.013.053.267	6.204.933.991	2.737.032.714
Passività per imposte sul reddito correnti	(18)	687.167.704		151.223.563	
Passività per altre imposte correnti	(19)	1.178.581.389		914.159.803	
Altre passività	(20)	1.340.156.147	889.481.627	968.781.398	284.035.818
		16.596.791.370		13.912.522.780	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(21)	11.019.581.234	272.260.000	15.934.562.256	176.254.882
Fondi per rischi e oneri	(22)	3.189.091.158		3.208.398.269	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	305.008.074		305.632.836	
Passività per imposte differite					
Altre passività	(24)	3.070.484.725	853.847.456	2.600.942.939	775.834.270
		17.584.165.191		22.049.536.300	
TOTALE PASSIVITÀ		34.180.956.561		35.962.059.079	
PATRIMONIO NETTO					
	(25)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		27.455.522.705		30.686.632.895	
Utile (Perdita) dell'esercizio		6.744.606.179		5.060.639.549	
Acconto sul dividendo		(2.358.640.337)		(1.811.203.318)	
Azioni proprie		(6.756.885.331)		(6.756.857.810)	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		30.049.064.215		32.143.672.316	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		64.230.020.776		68.105.731.395	

(*) Alcuni valori del 2008 sono stati riclassificati, come meglio indicato al paragrafo "Modifica dei criteri di redazione".

Conto economico

(euro)	Note	2008 ^(*)		2009	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(27)				
Ricavi della gestione caratteristica		47.605.064.656	10.569.321.359	32.542.516.370	7.775.753.164
Altri ricavi e proventi		215.726.158		269.863.196	
Totale ricavi		47.820.790.814		32.812.379.567	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(44.084.894.528)	(22.973.939.502)	(29.215.917.339)	(16.793.745.064)
- di cui non ricorrenti		20.880.000			
Costo lavoro		(1.032.703.795)		(1.077.421.416)	
- di cui non ricorrenti					
Ammortamenti e svalutazioni		(1.121.502.682)		(1.052.944.952)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(29)	505.220.504	(249.448.586)	(163.078.025)	347.849.620
UTILE OPERATIVO		2.086.910.313		1.303.017.834	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		4.766.012.225	728.698.254	3.746.258.365	405.378.138
Oneri finanziari		(4.631.614.010)	(240.579.286)	(4.099.447.333)	(74.189.975)
Strumenti derivati		22.128.496	(74.543.122)	7.990.456	5.538.545
		156.526.712		(345.198.512)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	4.806.586.763		4.752.776.841	1.356.981.665
- di cui non ricorrenti				(250.000.000)	
UTILE ANTE IMPOSTE		7.050.023.788		5.710.596.163	
Imposte sul reddito	(32)	(305.418.208)		(649.956.614)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		6.744.605.579		5.060.639.549	
Utile per azione semplice	(35)	1,85		1,40	

(*) Alcuni valori del 2008 sono stati riclassificati, come meglio indicato al paragrafo "Modifica dei criteri di redazione".

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di euro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2007	4.005	10.108	959	(5.999)	7.207	27	8.218	(2.199)	6.600	28.926
Utile dell'esercizio									6.745	6.745
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2008 (0,65 euro per azione)								(2.359)		(2.359)
Attribuzione del dividendo residuo 2007 (0,7 euro per azione)								2.199	(4.750)	(2.551)
Destinazione utile residuo 2007							1.850		(1.850)	
Acquisto azioni proprie				(778)						(778)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		13		20	(20)		(1)			12
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti							2			2
		13		(758)	(20)		1.851	(160)	(6.600)	(5.674)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Liberazione riserve non distribuibili						(27)	27			
Avanzo di fusione Praoil Oleodotti Italiani SpA							39			39
Avanzo di fusione AgipFuel SpA							4			4
Costo di competenza stock option e stock grant assegnate							18			18
Altre variazioni							(9)			(9)
						(27)	79			52
Saldi al 31 dicembre 2008	4.005	10.121	959	(6.757)	7.187		10.148	(2.359)	6.745	30.049
Utile dell'esercizio									5.061	5.061
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2009 (0,50 euro per azione)								(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo residuo 2008 (0,65 euro per azione)								2.359	(4.714)	(2.355)
Destinazione utile residuo 2008							2.031		(2.031)	
							2.031	548	(6.745)	(4.166)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Liberazione Riserva per acquisto azioni proprie		269			(430)		161			
Operazioni straordinarie <i>under common control</i>							1.194			1.194
Diritti decaduti stock option - piano 2006							(7)			(7)
Costo di competenza stock option assegnate							13			13
		269			(430)		1.361			1.200
Saldi al 31 dicembre 2009	4.005	10.390	959	(6.757)	6.757		13.540	(1.811)	5.061	32.144

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2008	Esercizio 2009
Utile dell'esercizio	6.745	5.061
Ammortamenti	820	772
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	2.362	593
Variazioni fondi per rischi e oneri	397	152
Variazione fondo benefici per i dipendenti	9	7
Plusvalenze nette su cessioni di attività	3	(1.325)
Dividendi	(5.692)	(4.903)
Interessi attivi	(800)	(382)
Interessi passivi	742	592
Differenze cambio non realizzate	(50)	(34)
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	306	650
Altre Variazioni	13	
<i>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</i>	4.855	1.183
Variazioni:		
- rimanenze	(107)	1.020
- crediti commerciali e altri	(681)	966
- altre attività	(412)	490
- debiti commerciali e altri	509	(1.089)
- altre passività	874	(579)
<i>Flusso di cassa del risultato operativo</i>	5.038	1.991
Dividendi incassati	5.693	4.904
Interessi incassati	764	376
Interessi pagati	(748)	(452)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	426	(2.066)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	11.173	4.753
<i>di cui flusso di cassa netto da attività d'esercizio verso parti correlate</i>	<i>(5.697)</i>	<i>(3.998)</i>
Investimenti:		
- immobilizzazioni materiali	(1.213)	(1.148)
- immobilizzazioni immateriali	(160)	(93)
- partecipazioni	(4.159)	(6.491)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(819)	(1.989)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	55	29
- acquisto rami d'azienda	(1)	(14)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(6.297)</i>	<i>(9.706)</i>
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	11	15
- immobilizzazioni immateriali		1
- partecipazioni	38	4.563
- cessione rami d'azienda	(1)	
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>48</i>	<i>4.579</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.249)	(5.127)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>(4.382)</i>	<i>(4.169)</i>
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	2.554	7.194
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(3.186)	(2.761)
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	1.609	(181)
Apporti di capitale		
Dividendi pagati	(4.910)	(4.165)
Acquisto e vendita di azioni proprie	(768)	

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Esercizio 2008	Esercizio 2009
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.701)	87
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	<i>(1.501)</i>	<i>(1.115)</i>
Effetto delle operazioni straordinarie (Fusioni, conferimenti)	51	(3)
Flusso di cassa netto del periodo	274	(290)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio del periodo	444	718
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine del periodo	718	428

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito “IFRS” o “principi contabili internazionali”) emanati dall’*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all’art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell’art. 9 del D. Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio coincidono con quelli emanati dallo IASB in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà di Eni SpA. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell’unità di prodotto.

Il bilancio è stato redatto applicando il metodo del costo storico con l’eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente. In particolare, queste sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. L’assegnazione di *stock option* a dipendenti di imprese controllate comporta la rilevazione, lungo il *vesting period*, di una contribuzione in misura pari al *fair value* dei diritti di opzione assegnati; la contribuzione è rilevata ad incremento del valore di libro delle partecipazioni controllate in contropartita alle riserve di patrimonio netto. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d’uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l’ammontare che l’impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell’asset. Il valore d’uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell’impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall’esterno. L’attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell’attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la società è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali, contrattuali o implicite nei confronti dell’impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell’effetto a conto economico alla voce “Altri proventi (oneri) su partecipazioni”.

Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell’utile complessivo; le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all’atto della svalutazione o del realizzo. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.¹

I dividendi deliberati da società controllate, collegate o controllate congiuntamente sono imputati a conto economico anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all’acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

Con riferimento all’utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(1) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

■ Schemi di bilancio²

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura³.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto⁴.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

■ Modifica dei criteri di redazione

Per effetto dell'entrata in vigore a partire dall'esercizio 2009 delle disposizioni dell'IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela", i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al *fair value* dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto⁵.

L'applicazione dell'IFRIC 13 ha comportato le seguenti rettifiche al conto economico dell'esercizio 2007 e 2008 e allo stato patrimoniale al 31 dicembre 2007 e 2008: (i) decremento dei "Ricavi della gestione caratteristica" per 52 e per 66 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (ii) incremento degli "Altri ricavi e proventi" per 6 e per 8 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (iii) decremento degli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per 46 e per 58 milioni di euro rispettivamente per l'esercizio 2007 e 2008; (iv) riclassifica al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 dai "Fondi per rischi e oneri" alle "Altre passività correnti" per 52 e 66 milioni di euro.

Inoltre, l'informativa relativa ai settori di attività è stata predisposta secondo le disposizioni dell'IFRS 8 "Settori Operativi", entrato in vigore a partire dall'esercizio 2009, che prevedono la presentazione dell'informativa coerentemente con le modalità adottate dalla Direzione Aziendale per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto, l'identificazione dei settori operativi e l'informativa presentata sono definite sulla base della reportistica interna utilizzata dalla Direzione Aziendale ai fini dell'allocation delle risorse ai diversi segmenti e per l'analisi delle relative *performance*. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 8 "Settori Operativi" non ha comportato la modifica dei settori oggetto di informativa.

■ Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio.

(2) Gli schemi di bilancio sono gli stessi di quelli adottati nella relazione finanziaria annuale 2008 fatta eccezione per: (i) gli adeguamenti conseguenti all'entrata in vigore, a partire dall'esercizio 2009, della nuova versione dello IAS 1 "Presentazione del bilancio" così come integrato dalle disposizioni del documento "Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards* (IFRS)" del maggio 2008 che stabiliscono la presentazione del prospetto dell'utile complessivo e la classificazione tra le componenti "correnti" e "non correnti" degli strumenti derivati non di copertura; (ii) l'apertura della nuova voce di conto economico "Altri proventi e oneri operativi" che accoglie le variazioni del *fair value*, intendendo per tali anche gli effetti dei regolamenti, degli strumenti derivati non di copertura su *commodity*. I valori dell'esercizio posto a confronto sono stati coerentemente riclassificati. La classificazione nello schema di stato patrimoniale degli strumenti derivati non di copertura tra le componenti "correnti" e "non correnti" ha comportato: (i) la riclassifica da "Altre attività" correnti ad "Altre attività" non correnti di 685 milioni di euro e di 377 milioni di euro, rispettivamente al 1° gennaio 2008 e al 31 dicembre 2008; (ii) la riclassifica da "Altre passività" correnti ad "Altre passività" non correnti di 1.604 milioni di euro e di 505 milioni di euro, rispettivamente al 1° gennaio 2008 e al 31 dicembre 2008.

(3) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

(4) La nuova versione dello IAS 1 relativamente al prospetto dell'utile complessivo non ha prodotto effetti in quanto non esistono casistiche nel bilancio di esercizio 2009 dell'Eni SpA.

(5) Inoltre, a partire dall'esercizio 2009 sono efficaci le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 "Oneri finanziari" che prevede, quale unico trattamento possibile, la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (cd. *qualifying asset*) per il quale è richiesto un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita (rispetto alla precedente versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza). La modifica del principio non ha prodotto effetti in quanto coerente con il trattamento contabile già utilizzato da Eni SpA.

■ Note al bilancio di esercizio

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le *disponibilità liquide ed equivalenti* ammontano a 428 milioni di euro (718 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da saldi attivi di conto corrente (278 milioni di euro), connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni, e da depositi in moneta estera (145 milioni di euro) che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità in divisa detenuta a vista per le esigenze correnti del Gruppo. La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 0,264%.

2 Crediti commerciali e altri crediti

I *crediti commerciali e altri crediti* di 13.862 milioni di euro (14.403 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti commerciali	8.608	7.006
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	176	1.079
- non strumentali all'attività operativa	4.964	5.148
	5.140	6.227
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	14	10
- altri	641	619
	655	629
	14.403	13.862

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 514 milioni di euro (348 milioni di euro al 31 dicembre 2008), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Crediti commerciali	308	154	(4)	(33)	425
Altri crediti diversi e finanziari	40			49	89
	348	154	(4)	16	514

I crediti commerciali di 7.006 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica (4.445 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (2.083 milioni di euro). I crediti riguardano crediti verso clienti (5.540 milioni di euro), crediti verso imprese controllate (1.303 milioni di euro) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre imprese del gruppo (163 milioni di euro).

I crediti commerciali e altri crediti scaduti e non svalutati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	6.426	635	7.061	5.367	594	5.961
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.142		1.142	952	31	983
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	638	20	658	269		269
- da 3 a 6 mesi	137		137	63		63
- da 6 a 12 mesi	145		145	165		165
- oltre 12 mesi	120		120	190	4	194
	1.040	20	1.060	687	4	691
	8.608	655	9.263	7.006	629	7.635

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.079 milioni di euro aumentano di 903 milioni di euro e riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (700 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (200 milioni di euro), EniPower SpA (65 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (53 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (23 milioni di euro), Serfactoring SpA (21 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 5.148 milioni di euro (4.964 milioni di euro al 31 dicembre 2008) aumentano di 184 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Coordination Center SA (1.062 milioni di euro), Snam Rete Gas SpA (1.060 milioni di euro), Italgas SpA (395 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (693 milioni di euro), Raffineria di Gela Srl (539 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (386 milioni di euro), Saipem SpA (255 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (148 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (110 milioni di euro), Serfactoring SpA (96 milioni di euro), Toscana Energia Clienti SpA (81 milioni di euro).

Gli altri crediti di 629 milioni di euro (655 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Acconti per servizi e forniture	88	45
Crediti verso <i>partner in joint venture</i> per attività di esplorazione e produzione	83	95
Anticipi al personale	22	28
Altri crediti	462	461
	655	629

Gli altri crediti di 461 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti per la cessione alla Trans Tunisian Pipeline Co Ltd del contratto di *leasing* di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (251 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (65 milioni di euro) e per IVA (12 milioni di euro); (iii) crediti per contributi a fondo perduto (10 milioni di euro).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36.

Il valore di mercato dei crediti commerciali e degli altri crediti è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

3 Rimanenze

Le rimanenze di 1.266 milioni di euro (1.819 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Materie prime, sussidiarie e di consumo	150	175
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	27	50
Lavori in corso su ordinazione	17	24
Prodotti finiti e merci	1.625	1.017
	1.819	1.266

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 5 milioni di euro (311 milioni di euro al 31 dicembre 2008), come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Materie prime, sussidiarie e di consumo	54		(49)		5
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	25		(25)		
Prodotti finiti e merci	232		(232)		
	311		(306)		5

Al 31 dicembre 2009 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (627 milioni di euro) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (390 milioni di euro);
- per le materie prime sussidiarie e di consumo da greggio (137 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati da nafta in deposito presso le raffinerie (50 milioni di euro).

4 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 437 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
IRES		318
Addizionale IRES legge n. 7/2009		46
Crediti per istanza di rimborso IRES legge n. 2/2009		40
IRAP	1	30
Altre	6	3
	7	437

L'incremento delle attività per imposte sul reddito correnti di 430 milioni di euro è riferito essenzialmente al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio.

5 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 421 milioni di euro (149 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Amministrazione finanziaria italiana:		
- Imposte di consumo	80	63
- IVA	36	299
- Accise	18	43
- Altre imposte indirette	15	16
	149	421

L'aumento dell'IVA di 263 milioni di euro è dovuta al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto a quanto risultante dalla liquidazione dell'ultimo periodo del 2009.

6 Altre Attività

Le altre attività di 666 milioni di euro (1.122 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.011	544
Altre attività	111	122
	1.122	666

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 544 milioni di euro (1.011 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	<i>Fair value</i>	Impegni	<i>Fair value</i>	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
<i>Currency swap</i>	520	11.260	177	8.136
<i>Outright</i>	266	2.988	114	2.895
<i>Interest currency swap</i>	35	91	10	237
<i>Currency Option</i>	8			
Gestione del rischio di tasso				
<i>Interest rate swap</i>	6	800	18	934
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
<i>Swap</i>	39	306	92	700
<i>Altre</i>	137	1.449	133	492
	1.011	16.894	544	13.394

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività comprendono principalmente oneri pluriennali relativi a noleggi e locazioni (58 milioni di euro) e i certificati verdi (15 milioni di euro), acquistati per adempiere alle disposizioni del D. Lgs. n. 79 del 16 Marzo 1999 circa gli obblighi relativi alla produzione e importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili.

Attività non correnti

7 Immobili, impianti e macchinari

Gli *immobili, impianti e macchinari* di 5.930 milioni di euro (6.143 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre Variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008									
Terreni	157	2			(1)	1	159	159	
Fabbricati	192	14		(35)	(1)	25	195	647	452
Impianti e macchinari	3.630	110	132	(738)	(9)	454	3.579	15.056	11.477
Attrezzature industriali e commerciali	25	1	13	(16)		5	28	247	219
Altri beni	70	4	17	(28)		14	77	441	364
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.674	21	1.051	(136)		(505)	2.105	2.233	128
	5.748	152	1.213	(953)	(11)	(6)	6.143	18.783	12.640
31.12.2009									
Terreni	159	(2)			(6)	6	157	157	
Fabbricati	195	(2)		(40)	(1)	36	188	646	458
Impianti e macchinari	3.579	(278)	1	(746)	(7)	991	3.540	14.856	11.316
Attrezzature industriali e commerciali	28		11	(17)		10	32	251	219
Altri beni	77		19	(29)		26	93	483	390
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.105	(167)	1.117	(74)	(1)	(1.060)	1.920	2.072	152
	6.143	(449)	1.148	(906)	(15)	9	5.930	18.465	12.535

I *terreni* (157 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.

I *fabbricati* (188 milioni di euro) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione.

Gli *impianti e macchinari* (3.540 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.517 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (877 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (484 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (357 milioni di euro).

Le *attrezzature industriali e commerciali* (32 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli *altri beni* (93 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (1.920 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri e del progetto Annamaria, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.

Gli investimenti di 1.148 milioni di euro (1.213 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono analizzati nel paragrafo "Investimenti tecnici" della Relazione sulla gestione.

Le operazioni straordinarie di 449 milioni di euro sono relative ai conferimenti dei rami d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" (293 milioni di euro), "Attività E&P - Area Crotone" (138 milioni di euro) e "Attività E&P - Pianura Padana" (18 milioni di euro).

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 3,51%.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	8-15
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli *asset* sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). In particolare le *cash generating unit* sono rappresentate generalmente: (i) per la Divisione Exploration & Production dai campi o insiemi (*pool*) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per la Divisione Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete autostradale, extra rete), con relative *facilities*.

Conseguentemente il valore recuperabile delle *cash generating unit* è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi.

I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per la Divisione Exploration & Production e la Divisione Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (*WACC adjusted* post imposte). Per il 2009 i *WACC adjusted* post imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono aumentati in media di 0,5 punti percentuali per effetto del maggior apprezzamento del rischio *equity* e del rischio paese da parte del mercato, parzialmente attenuati dalla riduzione della struttura dei tassi di interesse (costo del denaro e tasso "*risk free*"). I *WACC adjusted* 2009 sono compresi tra il 7% e il 9%. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

I principali *asset* oggetto di svalutazione sono riferiti alla Divisione Refining & Marketing e, in particolare hanno riguardato: (i) gli impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini e di fattori specifici dell'impianto (bassa complessità ed elevati costi di struttura) (238 milioni di euro); (ii) la rete autostradale per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini/volumi, l'incremento delle *royalties* autostradali e gli impegni assunti con l'ente concedente relativi a investimenti non a reddito (30 milioni di euro).

Le altre variazioni di 9 milioni di euro accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto e all'aggiornamento delle stime costi in parte compensata dallo slittamento del termine di alcune obbligazioni e dalla riduzione del tasso di inflazione e la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio (1.060 milioni di euro).

Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 36 milioni di euro, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 2 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 3 milioni di euro.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	8.900	8.138
- Gas & Power	111	115
- Refining & Marketing	9.635	10.051
- Corporate	137	161
	18.783	18.465
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	6.104	5.472
- Gas & Power	41	41
- Refining & Marketing	6.422	6.925
- Corporate	73	97
	12.640	12.535
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.796	2.666
- Gas & Power	70	74
- Refining & Marketing	3.213	3.126
- Corporate	64	64
	6.143	5.930

8 Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le *rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo* di 1.637 milioni di euro (1.028 milioni di euro al 31 dicembre 2008) includono 4,9 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R n. 22. del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

9 Attività immateriali

Le attività immateriali di 988 milioni di euro (1.014 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre Variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2008									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			117	(117)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	52	4	23	(34)		17	62	605	543
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	173		3	(11)			165	446	281
- Immobilizzazioni in corso e acconti	33	1	17			(19)	32	32	
- Altre attività immateriali	44	2		(4)		(2)	40	131	91
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	717			(2)			715	790	75
	1.019	7	160	(168)		(4)	1.014	2.142	1.128
31.12.2009									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			63	(63)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	62	6	2	(39)		23	54	633	579
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	165	(1)	7	(39)	(1)	1	132	452	320
- Immobilizzazioni in corso e acconti	32		21			(23)	30	30	
- Altre attività immateriali	40			(4)		23	59	152	93
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	715			(2)			713	790	77
	1.014	5	93	(147)	(1)	24	988	2.195	1.207

I costi di ricerca e sviluppo riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (63 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di 54 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 2,5% al 33%.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 132 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (106 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario di altri campi. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di 30 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le altre attività immateriali di 59 milioni di euro riguardano principalmente le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val D'Agri (38 milioni di euro).

L'avviamento di 713 milioni di euro riguarda essenzialmente il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (656 milioni di euro), nonché l'avviamento rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA.

L'avviamento rilevato è attribuito alla cash generating unit ("CGU") mercato gas italia che beneficia delle sinergie consentite dall'operazione straordinaria. Il valore recuperabile della CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il fair value, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumi-

bili: (a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso in valore assoluto tra lo zero e il 2%; (b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle note al bilancio consolidato"). Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power allo specifico WACC di settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore). Il WACC della Divisione Gas & Power è rettificato per tener conto del premio/sconto per rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 7%, con un decremento di mezzo punto percentuale del tasso di attualizzazione per effetto della riduzione della struttura tassi a parità di percezione del rischio *equity*.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano, assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzerà al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 29% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 29% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 3,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 6,4%. Il valore recuperabile della CGU mercato gas Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista nonché i margini dei clienti *business*.

Gli investimenti di 93 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (63 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio e la revisione delle stime dei costi per *social projects* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (22 milioni di euro).

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	709	745
- Gas & Power	806	806
- Refining & Marketing	481	485
- Corporate	146	159
	2.142	2.195
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	494	546
- Gas & Power	80	80
- Refining & Marketing	437	447
- Corporate	117	134
	1.128	1.207
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	215	199
- Gas & Power	726	726
- Refining & Marketing	44	38
- Corporate	29	25
	1.014	988

10 Partecipazioni

Le partecipazioni di 29.374 milioni di euro (26.720 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre Variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2008										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	22.074	(50)	4.062	89	(5)	(899)	(17)	25.254	35.610	10.356
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.460						(1)	1.459	1.490	31
- altre imprese	6						1	7	7	
	23.540	(50)	4.062	89		(899)	(17)	26.720	37.107	10.387
31.12.2009										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	25.254	623	6.435	41	(3.152)	(1.237)	(48)	27.916	39.466	11.550
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.459					(8)		1.451	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	26.720	623	6.435	41	(3.152)	(1.245)	(48)	29.374	40.963	11.589

L'incremento per operazioni straordinarie⁶ di 623 milioni di euro riguarda il valore di iscrizione della Società Ionica Gas SpA a seguito del conferimento del ramo d'azienda "Area Crotone" che raggruppa cinque titoli minerari situati in Calabria.

Gli interventi sul capitale (6.435 milioni di euro) riguardano essenzialmente Snam Rete Gas SpA (1.929 milioni di euro), Eni Gas & Power Belgium SA (1.920 milioni di euro), Eni Investments Plc (1.154 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (550 milioni di euro).

Le acquisizioni (41 milioni di euro) riguardano l'acquisto da Società Italiana per il Gas pA del 17,77% del capitale sociale della Toscana Energia Clienti SpA (25 milioni di euro), l'acquisto da Eni Rete oil&nonoil SpA del 100% del capitale sociale di Messina Fuels SpA (11 milioni di euro), l'acquisto da Polimeri Europa SpA dell'1,515% del capitale sociale della Raffineria di Gela SpA (5 milioni di euro).

Le cessioni di 3.152 milioni di euro riguardano la vendita, perfezionata in data 30 giugno 2009, del 100% di Italgas SpA (2.016 milioni di euro) e di Stoccaggi Gas Italia SpA (1.136 milioni di euro) a Snam Rete Gas SpA, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro).

Le rettifiche di valore (1.245 milioni di euro) riguardano in particolare la svalutazione di Polimeri Europa SpA (516 milioni di euro), di Syndial SpA (413 milioni di euro), di Eni Angola SpA (169 milioni di euro) e di Ieoc SpA (104 milioni di euro).

Le altre variazioni di 48 milioni di euro riguardano essenzialmente la liquidazione di Eni International Bank Ltd (43 milioni di euro). Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2009, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

(6) Le partecipazioni nella Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA sono iscritte fra le "Attività destinate alla vendita" (vedi nota 14).

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

Denominazione	(milioni di euro)				
	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2008	Saldo netto al 31.12.2009 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Eni Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1	
Adriaplin doo	51,000	14	14	13	(1)
Afi Hotels Ltd (liquidata)	100,000	2			
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3	2	2	
Eni Fuel Nord SpA	100,000	27	27	27	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	48	21
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	14	12	10	(2)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	205	157
Eni Administration & Financial Service SpA	99,615	241	241	207	(34)
Eni Angola SpA ⁽¹⁾	100,000	258	89	89	
Eni Coordination Center SA	33,610	726	726	781	55
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni East Africa SpA ⁽¹⁾	100,000	2	2	2	
Eni Gas & Power Belgium SA ⁽²⁾	100,000	2.766	4.686	4.810	124
Eni Gas & Power Belgium SpA	100,000	1	1	1	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	100,000	6	6	33	27
Eni Hellas SpA	100,000	191	186	204	18
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	235	135
Eni International Bank Ltd (in liquidazione)	99,998	43			
Eni International BV	100,000	7.420	7.626	22.225	14.599
Eni International Resources Ltd	99,998	8	
Eni Investments Plc	99,999	3.492	4.646	4.049	(597)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	184	51
Eni Medio Oriente SpA ⁽¹⁾	100,000	7	12	12	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	985	1.181	1.125	(56)
EniPower SpA	100,000	956	957	1.167	210
Eni Timor Leste SpA ⁽¹⁾	100,000	8	12	12	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	282	282	259	(23)
EniServizi SpA	100,000	15	15	17	2
Hotel Assets Ltd	100,000	10	8	9	1
leoc SpA ⁽¹⁾	100,000	96	77	77	
Immobiliare Est SpA ⁽¹⁾	100,000	19	18	18	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	75	66	21	(45)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	424	139
Messina Fuels SpA	100,000		11	11	
Polimeri Europa SpA	100,000	1.132	1.167	1.167	
Praoil Oleodotti Italiani SpA	100,000				
Raffineria di Gela SpA	100,000	123	171	159	(12)
Saipem SpA ⁽³⁾	42,913	182	182	476	294
Servizi Aerei SpA	100,000	36	36	36	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Snam Rete Gas SpA ⁽⁴⁾	52,541	1.991	3.920	2.996	(924)
Società Ionica Gas SpA	100,000		623	812	189
Società Italiana per il Gas - Italgas SpA	100,000	2.016			
Società Oleodotti Meridionali SpA	70,000	42	42	42	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	34	29	29	

Denominazione	(milioni di euro)				
	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2008	Saldo netto al 31.12.2009 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Stoccaggi Gas Italia SpA	100,000	1.136			
Syndial SpA ⁽¹⁾	99,999	85			
Tecnomare SpA ⁽¹⁾	100,000	18	18	14	(4)
Tigàz Zrt	50,000	116	116	287	171
Toscana Energia Clienti SpA	100,000	34	59	57	(2)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	103	52
Totale imprese controllate		25.254	27.916		
Imprese collegate e a controllo congiunto					
Acam Clienti SpA	48,999	6	6	5	(1)
Distribudora de Gas del Centro SA	31,350	60	52	29	(23)
Galp Energia SGPS SA ⁽⁵⁾	33,340	780	780	914	134
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	18	12	(6)
Promgas SpA	50,000			1	1
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	128	2
Setgas SA	21,870	2	2	8	6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	8	(17)
Mariconsult SpA	50,000	
Transmed SpA	50,000	5	
Unìon Fenosa Gas SA	50,000	442	442	473	31
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl ⁽¹⁾	2,815				
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		1.459	1.451		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		26.713	29.367		

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(2) Lo 0,00014% rappresenta la *golden share* detenuta dallo stato Belga.

(3) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2009 (22,9408 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 4.346 milioni di euro.

(4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2009 (3,4648 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 6.500 milioni di euro.

(5) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2009 (12,08 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 3.340 milioni di euro.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 12 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Eni Administration & Financial Service SpA, il cui valore di iscrizione di 241 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 34 milioni di euro;
- Eni Investments Plc, il cui valore di iscrizione di 4.646 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 597 milioni di euro;
- Eni Petroleum Co Inc, il cui valore di iscrizione di 1.181 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 56 milioni di euro;
- Eni Trading & Shipping SpA, il cui valore di iscrizione di 282 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 23 milioni di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 66 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 45 milioni di euro;
- Raffineria di Gela SpA, il cui valore di iscrizione di 171 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 12 milioni di euro;

- Snam Rete Gas SpA, il cui valore di iscrizione di 3.920 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 924 milioni di euro;
- Tecnomare SpA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Toscana Energia Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 59 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Acam Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;
- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 52 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 23 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 6 milioni di euro.
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd, il cui valore di iscrizione di 25 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 17 milioni di euro.

La stima del maggior valore recuperabile è stata determinata:

- per la Snam Rete Gas SpA, in relazione al valore di borsa della società al 31 dicembre 2009;
- per l'Eni Investment Plc e l'Eni Petroleum Co. Inc., società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve idrocarburi ascrivibili, direttamente o indirettamente, alle partecipate. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando lo specifico WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio paese, (WACC compresi tra il 9% ed il 10%, al netto imposte);
- per la Tecnomare SpA, società appartenente al settore Exploration & Production sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale, attualizzati ad un WACC del 9%;
- per la Raffineria di Gela, società appartenente al settore Refining & Marketing, a fronte di uno scenario di mercato che evidenzia il perdurare di margini di raffinazione particolarmente depressi, sulla base del valore attuale dei flussi di cassa prospettici associati alle rese di raffineria, valorizzate con lo scenario di mercato e attualizzate con un WACC del 9%;
- per l'Eni Trading & Shipping SpA, società appartenente al settore Refining & Marketing, sulla base delle prospettive reddituali previste dal piano aziendale;
- per la Transmediterranean Pipeline Co Ltd, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita reale di lungo periodo pari a 1,3%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted del 7%;
- per l'Eni Administration & Financial Service SpA, società di erogazione di servizi amministrativi e di regolamento monetario i cui ricavi sono definiti a recupero costi, sulla base del patrimonio netto contabile rettificato del *fair value* delle attività di leasing e delle attività finanziarie;
- per la Toscana Energia Clienti SpA, società appartenente al settore Gas & Power, sulla base del *fair value*, al netto dei costi di vendita, individuato in occasione dell'acquisizione da terzi di quote residue, nel corso del 2009. Tale valore è stato altresì confermato dalla determinazione interna del valore d'uso effettuata sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale con una determinazione della stima del valore terminale effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita reale di lungo periodo del 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted del 7%;
- per le restanti società tutte appartenenti al settore Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita reale di lungo periodo pari a zero. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 7% e il 12%.

11 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie, di 9.729 milioni di euro (8.634 milioni di euro al 31 dicembre 2008), sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	8.608	9.705
- non strumentali all'attività operativa	6	4
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	8.634	9.729

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 9.705 milioni di euro aumentano di 1.097 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (5.806 milioni di euro), Italgas SpA (888 milioni di euro), Stocaggi Gas Italia SpA (805 milioni di euro), Saipem SpA (603 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (431 milioni di euro), EniPower SpA (382 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (306 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (161 milioni di euro), Società EniPower Ferrara Srl (146 milioni di euro).

I titoli strumentali all'attività operativa di 20 milioni di euro riguardano titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma della legge 539/1985.

Il valore di mercato delle attività finanziarie valutate al costo è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2009 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Esigibili oltre i cinque anni
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	1.079	6.355	3.350
- non strumentali all'attività operativa	5.148		4
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa			20
	6.227	6.355	3.374

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 2 "Crediti commerciali e altri crediti".

12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 1.759 milioni di euro sono di seguito analizzate:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.952	1.885
Imposte sul reddito differite IRES	(378)	(224)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	131	113
Imposte sul reddito differite IRAP	(22)	(15)
	1.683	1.759

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Imposte differite:						
- oneri dedotti in via extracontabile	(98)		59		29	(10)
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	(10)	(2)	7		(2)	(7)
- differenze su attività materiali ed immateriali	(205)		14	13	29	(149)
- altre	(87)	(39)	69		(16)	(73)
	(400)	(41)	149	13	40	(239)
Imposte anticipate:						
- fondi per rischi ed oneri	1.429	229	(235)	(78)	(31)	1.314
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	276	118	(33)		5	366
- differenze su attività materiali ed immateriali	88	39	(21)	(7)	6	105
- altre	290	46	(109)		(14)	213
	2.083	432	(398)	(85)	(34)	1.998
	1.683	391	(249)	(72)	6	1.759

Le variazioni per operazioni straordinarie di 72 milioni di euro si riferiscono essenzialmente ai conferimenti dei rami d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise", "Attività E&P - Area Crotone" e "Attività E&P - Pianura Padana" effettuati nel 2009 rispettivamente a favore della Società Adriatica Idrocarburi SpA, della Società Ionica Gas SpA e della Società Padana Energia SpA.

Nella determinazione del credito per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione d'imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

13 Altre attività

Le altre attività di 698 milioni di euro (788 milioni di euro al 31 dicembre 2008), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti d'imposta	63	62
Fair value su contratti derivati non di copertura	377	351
Altre attività	348	285
	788	698

I crediti di imposta di 62 milioni di euro sono così costituiti:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Crediti di imposta chiesti a rimborso	17	17
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	59
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	63	62

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 351 milioni di euro (377 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	<i>Fair value</i>	Impegni	<i>Fair value</i>	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
<i>Currency swap</i>	1	12	6	254
<i>Outright</i>	26	331	3	115
<i>Interest currency swap</i>	188	1.389	136	1.081
Gestione del rischio di tasso				
<i>Interest rate swap</i>	157	4.142	188	5.280
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
<i>Swap</i>	2	51	18	137
<i>Altre</i>	3	110		
	377	6.035	351	6.867

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività di 285 milioni di euro comprendono principalmente: (i) i "*deferred cost*" relativi ai volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "*pay*" (clausole di "*take or pay*" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, in contropartita alla voce "Debiti verso fornitori" (255 milioni di euro)⁽⁷⁾; (ii) i depositi cauzionali (16 milioni di euro); (iii) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (5 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

14 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita riguardano essenzialmente le partecipazioni nella Società Padana Energia SpA (176 milioni di euro) e nella Società Adriatica Idrocarburi SpA (731 milioni di euro).

(7) Vedi "Debiti commerciali e altri debiti".

Passività correnti

15 Passività finanziarie a breve termine

Le *passività finanziarie a breve termine* di 3.177 milioni di euro (5.839 milioni di euro al 31 dicembre 2008) diminuiscono di 2.662 milioni di euro.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Euro	5.114	3.022
Dollaro USA	586	113
Lira Sterlina	102	13
Franco Svizzero	11	
Fiorino Ungherese	14	5
Altre	12	24
	5.839	3.177

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,93% (3,13% nell'esercizio 2008).

Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito a breve termine *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 1.931 e 9.208 milioni di euro (rispettivamente per 2.840 e 7.329 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

16 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La *quota a breve di passività finanziarie a lungo termine* (2.496 milioni di euro) è indicata nella nota n. 21 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo", cui si rinvia.

17 Debiti commerciali e altri debiti

I *debiti commerciali* e gli *altri debiti* di 6.205 milioni di euro (7.335 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Debiti commerciali	5.934	4.384
Acconti e anticipi	403	565
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	317	340
- altri	681	916
	7.335	6.205

I debiti commerciali di 4.384 milioni di euro, riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (2.303 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (1.983 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (98 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 565 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (157 milioni di euro); (ii) gli acconti relativi a clienti gas cessati o da liquidare (148 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale rispettivamente da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) (107 milioni di euro); (iv) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in *joint venture* della Divisione Exploration & Production (33 milioni di euro); (v) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (10 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de' Burgondi.

Gli altri debiti di 916 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take or pay" (282 milioni di euro); (ii) debiti diversi verso il personale (140 milioni di euro); (iii) debito relativo al "Contributo volontario Fondo di solidarietà" ex Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (100 milioni di euro); (iv) debiti verso controllate per

consolidato fiscale (81 milioni di euro); (v) debiti verso le società controllate per IVA di Gruppo (80 milioni di euro); (vi) debiti verso istituti di previdenza sociale (70 milioni di euro).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36.

Il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

18 Passività per imposte sul reddito correnti

Le *passività per imposte sul reddito correnti* di 151 milioni di euro (687 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono relative alla terza rata dell'imposta sostitutiva ex legge 244/2007 ed alla seconda rata dell'imposta sostitutiva ex legge 133/2008. La quota dell'imposta sostitutiva di cui alla legge 133/2008 scadente oltre l'esercizio successivo ammonta a 52 milioni di euro ed è rilevata nelle altre passività non correnti, cui si rinvia.

19 Passività per altre imposte correnti

Le *passività per altre imposte correnti* di 914 milioni di euro (1.179 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Accise e imposte di consumo	807	725
Royalty su idrocarburi estratti	183	141
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	29	29
IVA	157	18
Altre imposte e tasse	3	1
	1.179	914

20 Altre Passività

Le *altre passività* di 969 milioni di euro (1.339 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	1.091	685
Altre passività	248	284
	1.339	969

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 685 milioni di euro (1.091 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	<i>Fair value</i>	Impegni	<i>Fair value</i>	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
<i>Outright</i>	132	1.750	109	2.992
<i>Currency swap</i>	651	10.396	176	8.189
<i>Interest Currency swap</i>	35	91	10	227
<i>Currency option</i>	8	144		
Gestione del rischio di tasso				
<i>Interest rate swap</i>	6	800	17	950
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
<i>Swap</i>	233	777	18	233
Altre	26	252	355	1.211
	1.091	14.210	685	13.802

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre passività al 31 dicembre 2009 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. 24).

Passività non correnti

21 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, di 18.431 milioni di euro (11.237 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.257	139	6.396	6.815	1.644	8.459
Obbligazioni	4.479	77	4.556	8.933	749	9.682
Altri finanziatori, di cui:	284	1	285	187	103	290
- imprese controllate	272	1	273	176	103	279
- altri	12		12	11		11
	11.020	217	11.237	15.935	2.496	18.431

I debiti verso banche di 8.459 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito *committed* per 4.030 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono denominate in euro. Il tasso medio di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, in essere al 31 dicembre 2009 è del 3,8846% (4,2626% al 31 dicembre 2008).

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori presentano un tasso di interesse medio ponderato di 3,1941%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra lo 0,264% e il 4,513%.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, soggette a clausole restrittive (1.508 milioni di euro) si riferiscono ad accordi di finanziamento a lungo termine con la Banca Europea per gli investimenti che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A - (S&P) e A3 (Moody's) e comprendono finanziamenti di scopo contratti con la Banca Europea degli Investimenti di 227 milioni di euro. Gli indici finanziari previsti sono rispettati dal bilancio consolidato 2009 così come ad Eni sono attribuiti *rating* superiori a quelli richiesti.

Al 31 dicembre 2009 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 2.850 milioni di euro (1.850 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

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

(milioni di euro)	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2008	2009	Scad. 2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Banche	6.396	8.459	1.644	900	3.556	321	1.121	917	8.459
Obbligazioni:									
- Euro Medium Term Notes, 6,125%	516	517	517						517
- Euro Medium Term Notes, 4,625%	1.543	1.544	47			1.497			1547
- Euro Medium Term Notes, 4,75%	1.245	1.246	8					1.238	1.246
- Euro Medium Term Notes, 5,875%	1.252	1.316	70				1.247		1.317
- Euro Medium Term Notes 5,000%		1.558	69					1.488	1.557
- Euro Medium Term Notes 4,125%		1.508	18					1.489	1.507
- Retail 4,000%		1.006	20					985	1.005
- Retail VARIABILE%		987						986	986
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	273	280	103			5		172	280
- altri	12	10		10					10
	11.237	18.431	2.496	910	3.556	1.823	2.368	7.275	18.431

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	44	1.544	EUR	2013	4,625
- Euro Medium Term Notes	1.250	(4)	1.246	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.250	66	1.316	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	500	17	517	EUR	2010	6,125
- Euro Medium Term Notes	1.500	58	1.558	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	8	1.508	EUR	2019	4,125
- Retail	1.000	6	1.006	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	(13)	987	EUR	2015	variabile
	9.500	182	9.682			

Le obbligazioni di 9.682 milioni di euro riguardano Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2007 a tasso fisso del 4,75%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2008 a tasso fisso del 5,875%, interessi annuali, con scadenza a sei anni; Euro Medium Term Notes per 500 milioni di euro, rappresentate da n. 50.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentato da n. 30.000 obbligazioni emesse nel gennaio 2009 a tasso fisso del 5,00%, interessi annuali, con scadenza a 7 anni; Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 30.000 obbligazioni, emesse nel settembre 2009 a tasso fisso del 4,125%, interessi annuali, con scadenza a 10 anni; prestito *retail* per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 di obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso fisso del 4,00%, interessi annuali, con scadenza a 6 anni; prestito *retail* per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 di obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso variabile, interessi semestrali, con scadenza a 6 anni.

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

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	718		718	428		428
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	718		718	428		428
D. Crediti finanziari ^(a)	4.965	6	4.971	5.148	4	5.152
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	2.318		2.318	580		580
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	139	6.257	6.396	1.644	6.815	8.459
G. Prestiti obbligazionari	77	4.479	4.556	749	8.933	9.682
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.521		3.521	2.597		2.597
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	272	273	103	176	279
L. Altre passività finanziarie a lungo termine		12	12		11	11
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.056	11.020	17.076	5.673	15.935	21.608
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	373	11.014	11.387	97	15.931	16.028

(a) La voce non comprende i crediti finanziari correnti e non correnti strumentali all'attività operativa di 10.784 milioni di euro (8.784 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, è indicato alla nota n. 26 “Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa”.

22 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione/acquisizione	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2008										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.297	(5)	1	5	66	3	(39)	(1)		1.327
Fondo rischi e oneri ambientali	434	107	4		1	214	(111)	(9)	1	641
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	187				6	115				308
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290									290
Fondo controversie legali	59				1	96	(3)	(7)		146
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120									120
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	126	(114)								12
Altri fondi per rischi ed oneri	276	12		(2)	1	234	(122)	(48)	(6)	345
	2.789		5	3	75	662	(275)	(65)	(5)	3.189
31.12.2009										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.327	1		50	62	5	(52)	(5)	(238)	1.150
Fondo rischi e oneri ambientali	641	(1)			2	87	(123)	(1)	(5)	600
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	308				10	35				353
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290									290
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA						250				250
Fondo controversie legali	146					39	(16)	(7)		162
Fondo copertura perdite imprese partecipate						16				16
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	12									12
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120					2	(93)	(27)		2
Altri fondi per rischi ed oneri	345			21	3	162	(137)	(21)		373
	3.189			71	77	596	(421)	(61)	(243)	3.208

Il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.150 milioni di euro 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 siti (1.106 milioni di euro). La diminuzione di 177 milioni di euro è dovuta essenzialmente al conferimento dei rami di azienda “Attività E&P - Pianura Padana” (50 milioni di euro), “Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise” (137 milioni di euro), “Attività E&P - Area Crotona” (51 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico per 62 milioni di euro. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,201% e il 4,491%. Il periodo previsto degli esborsi è 2011-2055. 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 600 milioni di euro riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi ai siti di Singea, Avenza, San Gavino, Pontenossa e Crotona a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (228 milioni di euro); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (158 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (49 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (32 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (32 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 (50 milioni di euro) ed a altri siti non operativi (37 milioni di euro).

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 353 milioni di euro derivante dalla stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato di 290 milioni di euro effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006.

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA di 250 milioni di euro si riferisce alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Il fondo controversie legali di 162 milioni di euro riguarda principalmente il contenzioso Agrifactoring/Serfactoring⁸.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 16 milioni di euro accoglie l'accantonamento effettuato in sede di valutazione della partecipazione in Syndial SpA.

Il fondo dimissioni e ristrutturazioni di 12 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli oneri futuri connessi agli impegni assunti con Kuwait Petroleum Italia a seguito della cessione del 50% di proprietà della Raffineria di Milazzo.

Il fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto di 2 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento.

Gli altri fondi di 373 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli oneri connessi ai corrispettivi addizionali relativi all'utilizzo di gas strategico (56 milioni di euro); (ii) gli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA (51 milioni di euro); (iii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione finanziaria (37 milioni di euro); (iv) gli oneri che si stima di sostenere nel 2010 a fronte del parziale mancato rispetto, nell'esercizio 2009, dell'obbligo di immissione in consumo sul territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti rinnovabili, così come stabilito dal regolamento del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali in materia (35 milioni di euro); (v) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (31 milioni di euro); (vi) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (23 milioni di euro); (vii) 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 (16 milioni di euro); (viii) gli oneri relativi al fondo trattamento di quiescenza (15 milioni di euro).

23 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 306 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	189	183
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	44	45
Altri fondi per benefici ai dipendenti	72	78
	305	306

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, 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 Eni 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. L'ammontare dell'accantonamento al TFR, considerato ai fini della determinazione della passività e del costo, è ridotta della parte eventualmente versata a fondi pensione.

A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e relativi decreti attuativi, a partire dal 1° gennaio 2007 il Trattamento di Fine Rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione o versato al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS in funzione delle scelte effettuate dai lavoratori.

I dipendenti hanno avuto la facoltà di operare la scelta della destinazione del proprio Trattamento di Fine Rapporto fino al 30 giugno 2007. In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande del Trattamento di Fine Rapporto ai fondi pensione ovvero all'INPS 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 pregresso continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo ipotesi attuariali.

(8) Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi, punto 2 - Altri procedimenti giudiziari e arbitrali" delle Note al bilancio consolidato.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita 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. 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)	31.12.2008			31.12.2009		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	187	42	49	183	44	72
Costo corrente		1	23		1	22
Costo per interessi	10	2	3	11	3	3
Utili/perdite attuariali ^(a)	3	2	(1)	7	5	1
Benefici pagati	(24)	(3)	(2)	(16)	(3)	(21)
Altre variazioni	7			(1)	2	1
Obbligazioni alla fine dell'esercizio	183	44	72	184	52	78
Utili/perdite attuariali non rilevate	6			(1)	(7)	
Passività rilevate in bilancio	189	44	72	183	45	78

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

I costi relativi agli altri benefici riguardano gli incentivi monetari differiti per 21 milioni di euro.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Tassi di sconto	4,7%-5,8%	5%-5,25%
Tasso di inflazione	2%-2,5%	2%-2,25%

24 Altre passività

Le *altre passività* di 2.601 milioni di euro (3.071 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Fair value su contratti derivati non di copertura	505	459
Imposta sostitutiva	249	52
Depositi cauzionali	189	198
Altre passività	2.128	1.892
	3.071	2.601

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 459 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	<i>Fair value</i>	Impegni	<i>Fair value</i>	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
<i>Outright</i>	1	14	3	147
<i>Currency swap</i>	6	61	5	180
<i>Interest Currency swap</i>	188	1.240	135	
Gestione del rischio di tasso				
<i>Interest rate swap</i>	155	3.360	155	4.798
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
<i>Swap</i>	4	51		
Altre	151	2.503	161	379
	505	7.229	459	6.495

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".

L'imposta sostitutiva di 52 milioni di euro riguarda la quota dell'imposta sostitutiva di cui alla legge 133/2008 scadente oltre l'esercizio.

I depositi cauzionali a lungo termine fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (172 milioni di euro).

Le altre passività di 1.892 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 (1.026 milioni di euro) e da Gas De France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) per la fornitura di gas naturale (220 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 nuovo contratto di trasporto (450 milioni di euro); (iii) Eni Gas Transport International SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (73 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 (68 milioni di euro); (v) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (49 milioni di euro); (vi) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte dell'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 (5 milioni di euro). Le altre passività comprendono altresì l'effetto dell'applicazione dell'IFRC 13 relativamente ai "Programmi di fidelizzazione della clientela" che ha comportato la rilevazione del *fair value* degli sconti in natura relativi all'iniziativa promozionale "You&Agip": programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel marzo 2007 con durata triennale (72 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti, esclusa l'imposta sostitutiva, è indicato alla nota n. 26 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

25 Patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.757)	(6.757)
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.187	6.757
Altre riserve di capitale:	10.121	10.390
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	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
<i>Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993</i>	132	400
<i>Riserva conferimenti leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986</i>	62	63
Altre riserve di utili disponibili:	10.148	13.540
<i>Riserva disponibile</i>	8.995	12.387
<i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986</i>	412	412
<i>Riserva art.14 legge n. 342/2000</i>	74	74
<i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983</i>	19	19
<i>Riserva da avanzo di fusione</i>	647	647
<i>Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993</i>	1	1
Acconto sui dividendi	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	6.745	5.061
	30.049	32.144

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2009, il capitale sociale dell'Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,31 %, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 9,99 %, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 382.952.240 azioni, pari al 9,56 %, di proprietà dell'Eni; (iv) n. 2.408.675.021 azioni, pari al 60,14%, di proprietà di altri azionisti⁹.

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 e 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 dell'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.

(9) Al 31 dicembre 2009, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a 6.757 milioni di euro, in linea con il 31 dicembre 2008, e sono rappresentate da n. 382.952.240 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 382.954.240 azioni al 31 dicembre 2008). Nel corso dell'esercizio non sono stati effettuati acquisti. Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie.

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Le azioni proprie per 414 milioni di euro (505 milioni di euro al 31 dicembre 2008, rappresentate da n. 19.482.330 azioni ordinarie (n. 23.557.425 azioni ordinarie al 31 dicembre 2008), acquistate al costo medio di 21,247 euro, pari allo 0,49% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 4.075.095 azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2008	23.557.425
- diritti esercitati	(2.000)
- diritti decaduti	(4.073.095)
Numero azioni al 31 dicembre 2009	19.482.330

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 6.757 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 2009 (stesso importo al 31 dicembre 2008). 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 215 milioni di euro, che tuttavia concorre alla determinazione dell'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro per il quale è stato autorizzato l'acquisto.

Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Pertanto l'importo residuo non utilizzato di 430 milioni di euro è stato riclassificato alle riserve da cui ha tratto origine, in particolare alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (268 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (161 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (1 milione di euro).

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.390 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*: 400 milioni di euro con un incremento di 268 milioni di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro). La ricostituzione è dovuta alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni, nonché alla scadenza dell'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie;
- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986*: 63 milioni di euro con un incremento di un milione di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'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.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di 13.540 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile*: 12.387 milioni di euro con un incremento di 3.392 milioni di euro dovuto essenzialmente all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2008 di 2.031 milioni di euro e alle operazioni straordinarie avvenute nel corso del 2009 e rilevate a riserva in relazione alla rappresentazione in continuità di valori dell'operazione di *business combination under common control*, che hanno comportato: (i) una differenza positiva (1.207 milioni di euro) tra il valore di iscrizione nelle neo costituite Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA e Società Padana Energia SpA e il valore di libro dei rami di azienda conferiti rispettivamente "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise", "Attività E&P - Area Crotone" e "Attività E&P - Pianura Padana"; (ii) una differenza positiva (9 milioni di euro) tra prezzo incassato e valore del conferimento del ramo di azienda "Amministrazione e Bilancio" ad Eni Administration & Financial Service SpA; (iii) una differenza negativa (15 milioni di euro) tra prezzo pagato e valore di iscrizione della quota di 1,515% del capitale sociale di Raffineria di Gela Srl in seguito all'acquisto da Polimeri Europa SpA di n. 2.752 azioni per un corrispettivo di 19.999.441 euro; (iv) una differenza negativa (8 milioni di euro) tra prezzo pagato e valore del conferimento del ramo di azienda "Gestione amministrativa del personale e payroll" da Eniservizi SpA. La riserva si è ulteriormente incrementata per: (i) la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (161 milioni di euro); (ii) l'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 (10 milioni di euro) e in contropartita alla voce partecipazioni, in applicazione dell'OPI 7, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate (3 milioni di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla decadenza dei diritti relativi al piano di *stock option* 2006 (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 SpA (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata Enifin SpA (143 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment SpA (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 Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06, 0,006 e 0,006, 0,007 e 0,006 milioni 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 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,5 euro per azione deliberato il 10 settembre 2009 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 24 settembre 2009.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziati imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso le imposte potenziali dovute sarebbero pari a 2 miliardi di euro. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed 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 20,7 miliardi di euro.

26 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 59.709 milioni di euro (59.391 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	15.239	35.876	51.115	15.536	35.655	51.191
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.127	915	7.042	6.158	1.133	7.291
Proprio		998	998		998	998
Altri		236	236		229	229
	21.366	38.025	59.391	21.694	38.015	59.709

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 15.536 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 15.514 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 2009 ammonta a 9.816 milioni di euro;
- per 22 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Syndial SpA.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto* di 6.158 milioni di euro sono relative essenzialmente:

- per 6.037 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità -TAV- 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 2009 ammonta a 158 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 121 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 33 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 35.655 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 15.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2009 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 1.710 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da 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 2009 l'impegno effettivo è di 622 milioni di euro;
- per 2.082 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 2009 l'impegno effettivo è di 707 milioni di euro;
- per 1.388 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da 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 2009 l'impegno effettivo è di 76 milioni di euro;
- per 5.884 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 e Costruzioni (4.722 milioni di euro), Refining & Marketing (442 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (433 milioni di euro), Gas & Power (231 milioni di euro) e Petrolchimica (54 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. Al 31 dicembre 2009 l'impegno effettivo è di 5.841 milioni di euro;
- per 3.302 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 2009 è pari al valore nominale;
- per 1.147 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi Iva;
- per 972 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 2009 è pari al valore nominale;

- per 929 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 2009 ammonta a 898 milioni di euro;
- per 253 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 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 231 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 88 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 2009 è pari a 44 milioni di euro;
- per 60 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di CESKA RAFINERSKA, a.s. nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore dell'Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2008 ammonta a 24 milioni di euro;
- per 26 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 2009 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 1.133 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 692 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 2009 ammonta a 224 milioni di euro;
- per 170 milioni di euro la garanzia concessa a Gazprom nell'interesse di SeverEnergia (a cui Eni partecipa per mezzo di Artic Russia BV) a copertura degli obblighi di Artic Russia BV (Eni 60% - Enel 40%) relativi al contratto di finanziamento in essere per un ammontare complessivo di USD 245 milioni a favore di SeverEnergia. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 55 milioni di euro;
- per 60 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi Iva;
- per 65 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 e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di *performance* di 62 milioni di euro, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 ammonta a 61 milioni di euro;
- le lettere di *patronage* di 60 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 2009 ammonta a 56 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 998 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- le manleve a favore di banche (782 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 è pari a 798 milioni di euro;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore della Commissione Europea in relazione alla 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 CE¹⁰. L'impegno effettivo è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 229 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 208 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

(10) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

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 2009 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Impegni		
Altri	202	373
	202	373
Rischi	45	83
	247	456

Gli *altri impegni* di 373 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 dall'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 2008 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 150 milioni di euro (76 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 13 milioni di euro come impegno economico).

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam Rete Gas SpA, perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni 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;
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 dicembre 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.

Inoltre, il prezzo determinato per la cessione di Italgas è soggetto a meccanismi di aggiustamento destinati ad operare anche successivamente alla data di perfezionamento. In particolare, il prezzo determinato per la cessione di Italgas sarà rettificato in aumento o in diminuzione per un ammontare pari alla differenza fra il valore provvisorio aggregato stimato della RAB (*Regulatory Asset Base*) al 31 dicembre 2007, di Italgas e di alcune società partecipate da Italgas, determinato in complessivi 4.560 milioni di euro così come rappresentato da Eni nel contratto di compravendita di Italgas e il valore della RAB di Italgas e delle stesse società partecipate da Italgas alla stessa data del 31 dicembre 2007 come approvato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas ("AEEG").

Infine, sono previsti tra Eni e Snam Rete Gas SpA dei flussi di pagamento, attivi o passivi, in conseguenza: (i) della diversa valorizzazione, da parte dell'AEEG, per il periodo tariffario 1° aprile 2014-31 marzo 2018, dei quantitativi di gas naturale di proprietà di Stogit alla data del trasferimento delle azioni e ricompresi tra le attività che compongono la RAB; (ii) dell'eventuale cessione, da parte di Stogit, del gas non più strumentale all'attività di stoccaggio e/o di una o più concessioni; (iii) dell'attribuzione dell'eventuale capacità di stoccaggio che potrebbe essere destinata in futuro a fini commerciali.

I *rischi* di 83 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;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, *addendum e/o* modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno a rilasciare *Parent company guarantees* a copertura degli obblighi di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del servizio di rimorchio delle navi al terminale di rigassificazione e per la fornitura di gas. In relazione a quest'ultima, la garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per il 1° maggio 2011) 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 400 milioni di US dollari. 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;
- 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 inadempienza 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 dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA);
- l'impegno assunto da Eni con Transigas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transigas;
- l'impegno assunto dall'Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- 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 non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unìon Fenosa Gas SA a favore di Unìon Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unìon Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unìon Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- 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;
 - 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 e all'elaborazione di uno studio di fattibilità per la verifica della sostenibilità tecnico-economica di una centrale di teleriscaldamento presso l'Aquila;
 - le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti;
 - 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 SpA; 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 Crotona" 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. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 29 "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 gestito dalle singole unità di *business* e la negoziazione dei derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping. 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. 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 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 prezzo delle *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*. 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); 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 economico e transattivo; 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. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata 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 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 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 venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle *commodity* derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e opzioni) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider* oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio di prezzo delle *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla Struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio 2008); per quanto attiene

al rischio di prezzo delle *commodity* sono riportati i valori di *VaR* registrati dalle Divisioni di Eni (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%)

(milioni di euro)	2008				2009			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	9,65	0,44	2,83	5,28	5,11	1,09	2,32	1,11
Tasso di cambio	1,05	0,01	0,31	0,16	1,05	0,01	0,13	0,03

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

(milioni di dollari)	2008				2009			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area <i>oil</i> , prodotti	18,26	2,30	6,89	2,83	13,40	3,37	7,07	5,79
Area Gas & Power	67,13	12,35	41,19	13,69	29,43	11,96	20,54	20,14

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* 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 di Eni. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro 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 al 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 di 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 massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari ha determinato nell'esercizio 2008 l'adozione di ulteriori misure cautelative, quali la sospensione di affidamenti a specifiche controparti, per la maggior parte rientrate nell'esercizio 2009. Permangono invece le disposizioni volte alla diversificazione del rischio ed alla rotazione delle controparti finanziarie e quelle 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 di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*) l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

L'obiettivo di *risk management* di 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 l'intero Gruppo, 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 di 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.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(milioni di euro)	Anni di scadenza			
	2010	2011-2014	Oltre	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	2.223	8.648	7.339	18.210
Passività finanziarie a breve termine	3.164			3.164
	5.387	8.648	7.339	21.374
Interessi su debiti finanziari	536	1.721	755	3.012
Garanzie finanziarie	400	30		430

Per un'analisi del *fair value* dei derivati, si rinvia alle note al bilancio "Altre attività correnti" (544 milioni di euro), "Altre attività non correnti" (351 milioni di euro), "Altre passività correnti" (685 milioni di euro) e "Altre passività non correnti" (459 milioni di euro).

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			
	2010	2011-2014	Oltre	Totale
Debiti commerciali	4.364	17	2	4.383
Altri debiti	1.257			1.257
	5.621	17	2	5.640

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

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	Anni di scadenza						
	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Contratti di <i>leasing</i> operativo non annullabili ^(a)	80	76	72	52	40	187	507
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)		1	7	16	58	4.132	4.214
Costi relativi a fondi ambientali	131	66	56	39	34	280	606
Impegni di acquisto:	11.760	10.859	10.981	11.942	12.404	156.264	214.210
- Gas ^(c)							
<i>Take-or-pay</i>	10.559	9.957	10.052	10.983	11.442	151.129	204.122
<i>Ship-or-pay</i>	1.186	902	929	959	962	5.114	10.052
- Altri impegni di acquisto	15					21	36
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	6	3	3	3	3	132	150
	11.977	11.005	11.119	12.052	12.539	160.995	219.687

(a) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 5,4 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2010	2011	2012	2013	2014 e Oltre	
Impegni per <i>major projects</i>	262	355	214	80	138	1.049
Impegni per altri investimenti	1.010	531	225	193	221	2.180
	1.272	886	439	273	359	3.229

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura	(208)	528		(249)	(155)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti	9.263	40		7.634	(171)	
- Crediti finanziari	13.754	4.299		15.936	3.479	
- Debiti commerciali e altri debiti	(7.335)	25		(6.205)	(64)	
- Debiti finanziari	(17.076)	(4.159)		(21.608)	(3.377)	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- *Crediti commerciali e altri crediti*: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Titoli iscritti nelle attività non correnti*: il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Altre attività finanziarie non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Altre attività non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Debiti commerciali e altri debiti*: il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine*: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre passività non correnti*: il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo			6	6
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20
Altre attività finanziarie non correnti	8.614	8.822	9.709	9.955
Altre attività non correnti	348	348	285	285
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo	129	129	126	126
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	11.237	11.695	18.431	19.274
Altre passività non correnti	2.128	2.128	1.892	1.892

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

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

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al *fair value* al 31 dicembre 2009 dell'Eni sono tutti classificati nel livello 2 e durante l'esercizio 2009 non si è provveduto ad alcun trasferimento tra i diversi livelli della gerarchia del *fair value*. Per quanto concerne i valori si rinvia alle voci di bilancio "Attività correnti – Altre attività", "Attività non correnti – Altre attività", "Passività correnti – Altre passività" e "Passività non correnti – Altre passività".

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 dal Comitato nazionale *Emissions Trading Scheme* (Minambiente-Mse) – recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 – ha assegnato a Eni permessi di emissione equivalenti a 22,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica, a cui vanno aggiunti circa 1,8 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti".

Nell'esercizio 2009, a fronte di 5,0 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,5 milioni di permessi di emissione, facendo registrare una carenza di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,5 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il *deficit* di permessi di emissione della divisione Refining & Marketing è stato completamente saturato con l'acquisto sul mercato interno a Eni.

27 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica di 32.542 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	47.598	32.533
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	5	7
Variazioni delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	2	2
	47.605	32.542

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 32.533 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Gas naturale e GPL	22.639	15.458
Prodotti Petroliferi	20.364	13.153
Energia elettrica e <i>utility</i>	3.076	2.626
Vettoriamento gas su tratte estere	213	200
Gestione sviluppo sistemi informatici	98	88
Greggi	62	
Gestione energia	37	36
Altre vendite e prestazioni	1.109	972
	47.598	32.533

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (15.458 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 11.558 milioni di euro (34,25 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 3.369 milioni di euro (14,97 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 527 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (13.153 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (4.655 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (3.109 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (1.642 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.333 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (635 milioni di euro).

I ricavi da energia elettrica e *utility* (2.626 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di energia elettrica e *utility* a terzi (2.219 milioni di euro) e a società controllate (407 milioni di euro), in particolare in Italia.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (200 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (88 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (36 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (972 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (589 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello stato tunisino (100 milioni di euro), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (72 milioni di euro), la vendita di *fuel gas* a società di trasporto (42 milioni di euro), le prestazioni di trasporto per oleodotto (36 milioni di euro) e di trasporto marittimo e controstaillie (6 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (17 milioni di euro) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (12 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

(milioni di euro)	2008	2009
Accise	(9.765)	(9.499)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte pre-pagate	(1.724)	(1.547)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(2.067)	(1.136)
Prestazioni fatturate a <i>partner</i> per attività in <i>joint venture</i>	(128)	(136)
Ricavi operativi relativi a permuta di greggi		(91)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela ^(*)	(46)	(79)
	(13.730)	(12.488)

(*) A seguito dell'applicazione dell'IFRIC 13.

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 33 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli *altri ricavi e proventi* di 270 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Locazioni, affitti e noleggi	68	77
Proventi per attività in <i>joint venture</i>	45	46
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	8	14
Altri proventi	94	133
	215	270

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

28 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli *acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi* di 29.216 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	34.093	21.390
Costi per servizi	7.413	6.798
Costi per godimento di beni di terzi	468	383
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	590	230
Variazione rimanenze	978	(53)
Altri oneri	542	468
	44.084	29.216

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 21.390 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2008	2009
Gas naturale	17.365	10.055
Materie prime, sussidiarie	11.578	8.345
Prodotti	3.131	1.756
Semilavorati	1.916	1.091
Materiali e materie di consumo	347	353
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(234)	(199)
Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(11)
	34.093	21.390

I costi per servizi di 6.798 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2008	2009
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.651	2.477
Compensi di lavorazione	906	737
Progettazione e direzione lavori	565	387
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	548	569
<i>Tollig fee</i> per la produzione di energia elettrica	511	527
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	425	308
Trasporti e movimentazioni	407	331
Costi di vendita diversi	363	359
Manutenzioni	353	400
Consulenze e prestazioni professionali	234	332
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	265	254
Servizi di modulazione e stoccaggio	188	157
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	94	115
Viaggi, missioni e altri	136	110
Postali, telefoniche e ponti radio	120	118
Altri	700	619
	8.466	7.800
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(936)	(877)
Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costi per servizi	(117)	(125)
	7.413	6.798

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 173 milioni di euro.

I costi per godimento beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 185 milioni di euro (186 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 117 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2008). I canoni per contratti di *leasing* non annullabili ammontano a 81 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	489	70	70	70	52	40	187
Altri	18	10	6	2			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di <i>leasing</i> non annullabili	507	80	76	72	52	40	187

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 230 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli accantonamenti ai fondi rischi ed oneri ambientali; (ii) gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti merci; (iii) gli accantonamenti connessi all'obbligo di immissione in consumo sul territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti rinnovabili; (iv) gli accantonamenti ai fondi contenziosi legali.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 22 cui si rinvia.

Gli altri oneri di 468 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (150 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi a differenziali zonalı addebitati dal Gestore dei Servizi Elettrici GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (114 milioni di euro); (iii) le imposte indirette e tasse (112 milioni di euro); (iv) le perdite e oneri per transazioni e liti (110 milioni di euro); (v) le minusvalenze da alienazione e radiazione (50 milioni di euro).

Costo lavoro

Il *costo lavoro* si analizza come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Salari e stipendi	742	743
Oneri sociali	218	224
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	88	98
Costi personale in comando	53	58
Altri costi	62	90
	1.163	1.213
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(87)	(83)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(40)	(49)
- ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costo lavoro	(3)	(4)
	1.033	1.077

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria   il seguente:

	2008	2009
Dirigenti	628	640
Quadri	3.958	4.135
Impiegati	6.709	6.462
Operai	1.511	1.397
	12.806	12.634

Il numero medio dei dipendenti   calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria. I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock option* di 10 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2009 sono in essere n. 19.482.330 opzioni per l'acquisto di n. 19.482.330 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2009	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate (euro)
Assegnazione 2002	97.000	15,216
Assegnazione 2003	229.900	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,512
Assegnazione 2006	3.018.155	23,119
Assegnazione 2007	5.144.050	27,451
Assegnazione 2008	7.040.125	22,540
	19.482.330	

Al 31 dicembre 2009 la vita utile media residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2002, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2003, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 4 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005 la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9	
Durata	(anni)	8	8	8	6	6	6	
Volatilità implicita	(%)	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2	
Dividendi attesi	(%)	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1	

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 34, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli *ammortamenti e svalutazioni* si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2008	2009
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	658	630
- Attività immateriali	163	142
	821	772
Svalutazioni:		
- Immobili, impianti e macchinari	296	276
- Attività immateriali	5	5
	301	281
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1)	
	1.121	1.053

29 Altri proventi e oneri operativi

Gli altri oneri netti operativi di 163 milioni di euro (505 milioni di euro di proventi netti operativi al 31 dicembre 2008) sono dovuti essenzialmente ai regolamenti ed alla variazione negativa del *fair value* di derivati, classificati come “*cash flow hedge*” nel bilancio consolidato, posti in essere nell’ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo, finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 37,5 milioni di boe al 31 dicembre 2009 e all’effetto dei regolamenti dell’esercizio relativi a 42,2 milioni di boe. Tali strumenti derivati sono stati posti in essere in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell’*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi di Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo IAS 39 per essere considerati di copertura nel bilancio di esercizio, conseguentemente i relativi effetti sono rilevati a conto economico. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva del *fair value* dei derivati su *commodity* posti in essere dalla Divisione Gas & Power.

30 Proventi (oneri) finanziari

I *proventi finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Differenze attive di cambio:		
- realizzate	3.822	3.265
- da valutazione	109	46
Interessi attivi	767	377
Commissioni per servizi finanziari	33	53
Interessi su crediti verso l’Amministrazione Finanziaria	33	
Altri	2	5
	4.766	3.746

Gli interessi attivi di 377 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso società del gruppo Eni (349 milioni di euro) e sono relativi a crediti a lungo termine comprensivi della quota a breve termine per 255 milioni di euro.

Gli interessi e gli altri oneri finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Differenze passive di cambio:		
- realizzate	3.722	3.377
- da valutazione	59	12
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	164	352
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	77	77
Interessi passivi	631	282
Altri	32	41
a dedurre:		
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(53)	(42)
	4.632	4.099

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli interessi passivi di 282 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso banche di 197 milioni di euro e interessi verso società del gruppo Eni di 72 milioni di euro e sono relativi a debiti a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, per 160 milioni di euro.

I proventi netti su derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Contratti su valute	9	(14)
Contratti su tassi d'interesse	14	22
	23	8

I proventi netti su contratti derivati di 8 milioni di euro si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti ed alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione del *fair value* dei contratti derivati.

31 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008			2009		
	Dividendi	Proventi	Svalutazione e altri oneri	Dividendi	Proventi	Svalutazione e altri oneri
Nominativo						
Eni International BV	3.235			3.698		
Italgas SpA	255			219	906	
Stoccaggi Gas Italia SpA	148			82	451	
Snam Rete Gas SpA	215			249		
Eni Investment Plc	917					
Polimeri Europa SpA			337			516
Syndial SpA			312			429
Eni Angola SpA			138			169
Unión Fenosa SA	185			138		
Saipem SpA	83			104		
leoc SpA			74			104
GALP Energia SA	87			64		
EniPower SpA	38			57		
Eni Coordination Center SA	58			53		
Ecofuel SpA	53			53		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	45					
Padana Assicurazione SpA	40					
Eni Administration & Financial Service SpA	156			39		
LNG Shipping SpA	36			36		
Eni Trading Shipping SpA				27		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	64			26		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	23			14		
Tecnomare SpA	28			13		
Inversora de Gas Cuyana SA						9
Distribuidora de Gas del Centro SA						8
Eni Medio Oriente SpA						6
Eni Timor Leste SpA			14			5
Altre (inferiori a 5 milioni di euro)	26	14	24	31	4	15
	5.692	14	899	4.903	1.361	1.261
Oneri per cessione Snamprogetti SpA						250
	5.692	14	899	4.903	1.361	1.511

Gli altri proventi di 1.361 milioni di euro riguardano essenzialmente la plusvalenza derivante dalla vendita, perfezionata in data 30 giugno 2009, del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas SpA, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro).

Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA si riferiscono all'accantonamento al fondo rischi diversi stanziato in relazione alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Informazioni in ordine a imprese controllate e collegate e a controllo congiunto, partecipate al 31 dicembre 2009, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante delle presenti note.

32 Imposte sul reddito

Le *imposte sul reddito* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Imposte correnti		
- IRES	(1.270)	(507)
- IRAP	(185)	(110)
Addizionale Libia		(238)
	(1.455)	(855)
Imposta sostitutiva legge 133/08	(227)	47
Storno fiscalità differita	521	
Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	294	47
Imposte differite	186	104
Imposte anticipate	669	54
	855	158
	(306)	(650)

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è dell'11,39% (4,34% nell'esercizio 2008).

Nei confronti di Eni e delle società: Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate da Eni nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate dall'AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002), EniData SpA, ItalgasPiù SpA (incorporate da Eni nel 2004), EniTecnologie SpA (incorporata da Eni nel 2006), Enifin SpA, Eni Portugal Investment SpA, Napoletana Gas Vendite SpA e Siciliana Gas Vendite SpA (incorporate da Eni nel 2007), Praoil SpA e Agipfuel SpA (incorporate da Eni nel 2008), sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 2004 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(milioni di euro)	2008			2009		
	Utile	Aliquota	Imposta	Utile	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	7.051	33,00%	2.327	5.711	34,00%	1.942
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	2.615	3,90%	102	2.381	3,90%	93
Aliquota teorica		34,45%			35,63%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-25,27%			-27,73%	
- effetto storno della fiscalità differita legge 133/2008		-4,18%				
- plusvalenze esenti su cessione partecipazioni					-7,67%	
- perdite fiscali società consolidate		-6,12%			-3,21%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		4,21%			7,50%	
- stanziamenti a fondi rischi non deducibili					1,49%	
- riliquidazione imposta sostitutiva legge 133/2008					1,12%	
- altre variazioni		1,25%			4,26%	
Aliquota effettiva		4,34%			11,39%	

33 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2008						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	4.021	25.877	21.565	819		52.282
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.506)	(238)	(262)	(671)		(4.677)
Risultato operativo	3.004	1.128	(1.408)	(752)	115	2.087
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(41)	(164)	(185)	(200)		(590)
Ammortamenti e svalutazioni	(499)	(3)	(587)	(32)		(1.121)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.464	8.765	6.327	1.855	(112)	20.299
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.088	6.829	3.246	1.165		13.328
Investimenti in attività materiali e immateriali	589	9	725	50		1.373
Esercizio 2009						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	2.644	18.209	14.014	813		35.680
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.088)	(196)	(193)	(661)		(3.138)
Risultato operativo	767	1.028	74	(496)	(70)	1.303
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1	36	118	75		230
Ammortamenti e svalutazioni	445	4	559	45		1.053
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.421	6.395	6.399	1.570	(182)	17.603
Passività direttamente attribuibili ^(c)	1.980	5.598	3.042	1.098		11.718
Investimenti in attività materiali e immateriali	683	8	515	35		1.241

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2008							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	19.599	381	63	23	80	153	20.299
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.373						1.373
Esercizio 2009							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	16.412	398	318	214	57	204	17.603
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.241						1.241

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2008	2009
Italia	40.654	25.670
Altri Paesi dell'Unione Europea	5.315	4.908
Resto dell'Europa	555	692
Americhe	222	575
Asia	437	369
Africa	413	317
Altre aree	9	11
	47.605	32.542

34 Compensi

Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2009 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica ^(a)	Emolumenti per la carica in Enti SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi ^(b)	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	765		400		1.165
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430	1	2.824	1.017	4.272
Alberto Clò	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Paolo Andrea Colombo	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Paolo Marchioni	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	107		10		117
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	163		10		173
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	162		10		172
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	96		10		106
Francesco Taranto	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	153		10		163
Collegio Sindacale								
Ugo Marinelli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	121				121
Roberto Ferranti ^(c)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Luigi Mandolesi	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84				84
Tiziano Onesti ^(d)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	84			40	124
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	44				44
Direttori generali								
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.01 - 31.12			3	772	734	1.509
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	1.002	745	1.748
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 31.12			2	648	642	1.292
Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(e)								
					15	4.179	4.266	8.460
				2.551	22	9.895	7.444	19.912

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.

(b) Relativi all'incentivazione annuale collegata alle performance realizzate nel 2008 (6.283 migliaia di euro) e all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006 (3.612 migliaia di euro).

(c) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(d) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei.

(e) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società e i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato (otto dirigenti).

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 9,9 milioni di euro e 6,4 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2009 e 2008, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 435 mila euro e 434 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2009 e 2008 (art. 2427, n. 16 del Codice Civile).

Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbia costituito un costo per la Società, anche se non soggetta all'imposta sul reddito delle persone fisiche; non comprendono conseguentemente i compensi corrisposti dalla Società o dalle sue controllate per altre prestazioni svolte dai medesimi soggetti.

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) in carica al 31 dicembre 2009 ammontano a 25 milioni di euro per il 2008 e a 34 milioni di euro per il 2009 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009 ^(a)
Salari e stipendi	17	20
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	10
<i>Stock grant/option</i>	4	3
	25	34

(a) L'incremento di costo rispetto all'esercizio precedente è principalmente riconducibile ad una diversa composizione dei *Key manager* ed all'introduzione in sostituzione delle *stock option* di un incentivo monetario differito il cui *fair value* rileva in un unico esercizio, a differenza delle *stock option* il cui *fair value* veniva ripartito secondo la durata del piano.

Incentivazione di Lungo Termine attribuita agli Amministratori, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con Responsabilità Strategiche**1. Incentivo monetario differito**

Il piano di incentivazione monetaria differita 2009-2011 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Relazione sui Compensi" del capitolo "Relazione sul governo societario").

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2009 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(euro)		Incentivo base attribuito
Nome e cognome		
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	786.500
Claudio Descalzi	Direttore generale Divisione E&P	340.000
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	349.500
Angelo Caridi	Direttore generale Divisione R&M	307.000
Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(a)		1.612.000

(a) 8 dirigenti.

In relazione alla delibera del Consiglio di Amministrazione di Eni di non attuare per l'anno 2009 il piano di *stock option* e all'obbligazione nei confronti dell'Amministratore Delegato di adottare uno strumento alternativo di incentivazione con lo stesso effetto economico qualora il piano non fosse operativo, è stato approvato per l'Amministratore Delegato un nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine, di tipo monetario, a compensazione ed in sostituzione del Piano di *Stock Option* 2009, con valore e caratteristiche coerenti al precedente Piano. Tale Piano prevede, quale condizione di *performance*, le variazioni del parametro utile netto *adjusted + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A)* misurato nel triennio 2009-2011 in termini relativi rispetto alle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. L'importo attribuito nel 2009 di 2.716.391 euro sarà erogato nel 2012, al termine dei tre anni di *vesting*, in percentuale compresa tra zero e 130 dell'importo attribuito, sulla base dei risultati di *performance* conseguiti nel triennio di riferimento.

2. Stock option

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate nominativamente le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2009 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Per l'anno 2009 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'eliminazione del piano di *stock option*.

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

	Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P	Direttore generale Divisione R&M	Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(a)			
Nome e cognome	Paolo Scaroni ^(b)	Claudio Descalzi	Domenico Dispenza	Angelo Caridi				
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:								
- numero opzioni	2.587.500	264.000	380.000	142.000 ^(c)	150.500	122.000 ^(d)	1.671.000	80.500 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,767	24,009	24,142	4,399	22,534	21,098	23,660	21,545
- scadenza media in mesi	55	55	56	54	65	48	56	48
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:								
- numero opzioni								
- prezzo di esercizio (euro)								
- scadenza media in mesi								
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:								
- numero opzioni								35.600 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)								17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio (euro)								22,264
Opzioni decadute nel corso dell'esercizio:								
- numero opzioni	360.930	40.280	64.925			14.700 ^(d)	233.995	8.900 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,100	23,100	23,100			17,519	23,100	17,519
- prezzo medio di mercato all'esercizio (euro)	14,079	14,079	14,079			12,240	14,079	12,240
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:								
- numero opzioni	2.226.570	223.720	315.075	142.000 ^(c)	150.500	107.300 ^(d)	1.437.005	36.000 ^(e)
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,875	24,173	24,357	4,399	22,534	21,588	23,751	26,521
- scadenza media in mesi	45	46	46	42	53	36	46	43

(a) 8 dirigenti.

(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione nel 2007 di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprazziamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro; relativamente all'attribuzione 2006 di tale incentivo con valore di 96.000 euro e prezzo di esercizio di 23,1 euro, non si sono determinate le condizioni per la sua erogazione, in quanto il prezzo del titolo Eni è risultato inferiore al prezzo di esercizio al termine del periodo triennale di *vesting*.

(c) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.

(d) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.

(e) Opzioni su azioni Saipem.

Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo è stato effettuato un accantonamento per l'anno 2009 di 244.435,07 euro. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione delle competenze di fine rapporto e con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso, è prevista un'indennità corrispondente alla somma di 3.200.000 euro più il valore della retribuzione variabile annua calcolata sulla media delle *performance* del triennio 2008-2010. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

35 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,85 e 1,40 rispettivamente nel 2008 e nel 2009 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.638.835.896 e 3.622.405.852 rispettivamente nell'esercizio 2008 e 2009. L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da assegnare a fronte dei piani di *stock option* produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, come meglio specificato nel proseguito;
- b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato, come meglio specificato nel proseguito;
- b) il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2009 a 1,7 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,2 milioni di euro in termini di vendite;
- d) i contributi a enti, sotto controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (a) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda il debito residuo relativo all'onere "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (100 milioni di euro); (b) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti con FEEM sono di importo non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

L'analisi dei **rapporti di natura commerciale e diversa** con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009					2009							
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi			Ricavi			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity	
Imprese controllate													
Agip Austria GmbH	11							1	170	2			
Agip Caspian Sea BV					10.067								
Agip Česká Republika, Sro					60								
Agip Deutschland GmbH		6		2	4	63						1	
Agip Karachaganak BV					2.306								
Agip Slovenija Doo	5				4				50				
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	22			1		78		1	1			
Distrigas NV	48	7	7	7		34	11		66				
Ecofuel SpA	4	35				220			1	1	2		
Eni Administration & Financial Service SpA	25	23			2	8	84	20		18	2		
Eni AEP Ltd					64								
Eni Angola Exploration BV					65								
Eni Algeria Exploration BV					1.100								
Eni Congo SA	53									90			
Eni Coordination Center SA	2		107	140						2			
Eni Croatia BV	1	16				207				1			
Eni France Sarl					50								
Eni Fuel Nord SpA	115	1							566		2		
Eni Gas & Power GmbH	14	2					12	1	120	10			
Eni Gas Transport Deutschland SpA	4	(15)					55		14				
Eni Gas Transport International SA	2	85				4	85			11	1		
Eni Insurance Ltd					268								
Eni India Ltd					75								
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	18	41				258	3	1	56	13	1		
Eni Middle East BV					359								
Eni Norge AS	6	10	1	1	262	106	13	1	4	14	1		
Eni North Africa BV	14	39			51	711				34	5		
Eni Petroleum Co Inc					4.128								
Eni Rete oil&nonoil SpA	16	19					12		582	2	9		
Eni Suisse SA	10	2				39			95	3			
Eni Timor Leste SpA					75								
Eni Trading & Shipping SpA	205	796	97	9	243	9.064	131		1.232	12		126	
Eni UK Ltd	15	6	124		28	7	1	2	204	12	4	152	
Eni Usa Gas Marketing LLC					1.229								
EniPower Mantova SpA	2	34				6	94	3	7	1			
EniPower SpA	94	164	11		218	95	446	16	321	52	13		
EniServizi SpA	45	24			11		136	15	18	15	3		
European Maritime Commerce BV					205								
Italgas SpA	44	177		1	30		658	8	10	7	1		
Nigerian Agip Oil Co Ltd	63	25			57		16			38			
Petromar Lda					51								
Polimeri Europa SpA	123	70	2	5	570	19	2	14	522	75	7		
Raffineria di Gela SpA	32	104			115	24	427	4	208	4	3		
Saibos Construções Maritimas Lda					52								

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009					2009							
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi			Ricavi			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity	
Imprese controllate													
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda					119								
Saipem Contracting Algeria SpA					286								
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					204								
Saipem Energy Services SpA	1	93	9	2	5	6	205		2	1	1		
Saipem SA					872								
Saipem SpA	12	161	75	45	2.616		216	5	6	9			
Snam Rete Gas SpA	16	195	84		51		932	1	91	4	1		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					114								
Società EniPower Ferrara Srl	13	13			69	10			140				
Stoccaggi Gas Italia SpA	81	20		1	20	1	139	1	8	31			
Syndial SpA	20	81			895		23	34	4	11	5		
Tecnomare SpA	3	40			9		50			2			
TIGÁZ Tisztántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	9		1	4	175				68		1		
Toscana Energia Clienti SpA	68				15				290	1	1		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	287	610	36	7			366			159			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	232	162	113	100	549	37	186	100	65	323	59		26
	1.716	3.068	667	324	27.749	10.919	4.381	227	4.921	959	123		304
Imprese collegate e a controllo congiunto													
Altergaz SA	50								142				
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		28					62						
Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno					6.037								
Fox Energy SpA	44					1			241				
Gasversorgung Suddeutschland GmbH	17								196	4	1		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15								71				
Raffineria Di Milazzo ScpA	12	8					242		96	1	1		
Saipon Snc					61								
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71				36	157			40			
Unión Fenosa Gas SA	8				62	12			53				
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	61	41			63	15	145	(1)	63	29	12		
	211	148			6.223	64	606	(1)	862	74	14		
Imprese possedute o controllate dallo Stato													
Gruppo Enel	47	15				6	282	77	342	103	1		
Gruppo Gestore Servizi Elettrici	83	69				372		75	338	15			19
Terna SpA	5	13				2	45	19		74			25
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	76	60				(4)	52		78	9			
	211	157				376	379	171	758	201	1		44
	2.138	3.373	667	324	33.913	11.359	5.366	397	6.541	1.234	138		348

I rapporti più significativi con le *imprese controllate, collegate e a controllo congiunto* riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Polimeri Europa SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, EniPower SpA, Raffineria di Gela SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Società Eni-Power Ferrara Srl,) e collegate (Fox Energy SpA, Raffineria di Milazzo ScpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl,) nonché di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Agip Austria GmbH, Eni Suisse SA, Agip Slovenija doo). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate, in particolare da Italgas SpA e dalla società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate (tra le principali Toscana Energia Clienti SpA, Polimeri Europa SpA, Snam Rete Gas SpA sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni UK Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Gasversorgung Suddeutschland GmbH, Union Fenosa Gas SA, Altergaz SA, Eni Gas & Power GmbH, Distrigas NV, Tigaz Zrt, Eni UK Ltd sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria dalla Tecnomare SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Agip Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero a società controllate (tra le principali Eni Congo SA, Nigerian Agip Oil Co Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport International SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino; i ricavi verso Trans Austria Gasleitung GmbH prevedono tra l'altro il riaddebito del *fuel gas*, precedentemente acquistato da Eni e utilizzato dalla società di trasporto come gas di spinta;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- il servizio di *Tolling* che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- il vettoriamento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione dei servizi di ingegneria e di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Saipem Energy Services SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Eni Administration and Financial Service SpA (ex Sofid SpA) che svolge attività amministrative, finanziarie e di *leasing* nell'interesse di Eni). In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di *procurement* – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio *commodity* sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.

I rapporti più significativi con le *imprese possedute o controllate dallo Stato* riguardano:

- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita ed il trasporto di gas naturale e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale;
- la stipula di contratti derivati su *commodity* con il Gruppo GSE – Gestione Servizi Elettrici e con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità dei prezzi dell'energia elettrica acquistata e di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei **rapporti di natura finanziaria** con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Eni Administration & Financial Service SpA	6	75		1		
Eni Coordination Center SA	1.062	369	20.388	19	3	(104)
Eni Finance USA Inc			2.082			
Eni Oil do Brasil SA			85			
Eni Petroleum Co Inc	1				2	112
Eni Rete oil&nonoil SpA	50	10			1	
Eni Trading & Shipping SpA	386		608	3	6	(17)
EniPower Mantova SpA	184	1			6	
EniPower SpA	447	144		1	11	10
Italgas SpA	1.283			1	28	(1)
LNG Shipping SpA		293		8		
Polimeri Europa SpA	454		21		24	(2)
Raffineria di Gela SpA	539				6	
Saipem Energy Services SpA	82	8			1	(4)
Saipem SpA	857	46	46	1	52	20
Serfactoring SpA	136	3			2	
Snam Rete Gas SpA	7.566	17			140	104
Società EniPower Ferrara Srl	172	11			6	
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.115				31	(1)
Syndial SpA		1.448	39	36	1	
Toscana Energia Clienti SpA	81				1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.177	1			39	(15)
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	335	449	173	3	33	(96)
	15.933	2.875	23.442	73	393	6
Imprese collegate e a controllo congiunto						
Artic Russia BV			170			
Blue Stream Pipeline Co BV			692			
Raffineria Di Milazzo ScpA			85			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			121			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	5				12	
	5		1.068		12	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)		1		1		
		1		1		
	15.938	2.876	24.340	74	405	6

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con *spread* coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 26 "Garanzie, Impegni e rischi" delle presenti Note al bilancio.

Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, a partecipazione diretta di Eni SpA" allegato alle presenti Note al bilancio (di cui costituisce parte integrante).

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

	31.12.2008			31.12.2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Crediti commerciali e altri crediti	14.403	7.368	51,16	13.861	8.335	60,13
Passività finanziarie a breve termine	5.839	3.536	60,56	3.177	2.597	81,74
Debiti commerciali e altri debiti	7.335	3.013	41,08	6.205	2.737	44,11
Altre passività correnti	1.339	889	66,39	969	284	29,31
Passività finanziarie a lungo termine	11.237	272	2,42	18.431	279	1,51
Altre passività non correnti	3.071	854	27,81	2.601	776	29,83

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Ricavi della gestione caratteristica	47.605	10.569	22,20	35.542	7.776	21,88
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	44.084	22.974	52,11	29.216	16.794	57,48
Proventi finanziari	4.766	729	15,30	3.746	405	10,81
Oneri finanziari	4.632	241	5,20	4.099	74	1,81
Strumenti derivati	23	(76)		8	6	75,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2008	2009
Ricavi e proventi	10.701	8.750
Costi e oneri	(23.298)	(17.606)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(295)	635
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	1.101	(959)
Dividendi ed interessi	6.094	5.182
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	(5.697)	(3.998)
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali	(200)	(272)
- partecipazioni e titoli	(4.159)	(6.491)
- <i>variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento</i>	39	20
Flusso di cassa degli investimenti	(4.320)	(6.743)
Disinvestimenti:		
- partecipazioni e titoli	39	4.563
Flusso di cassa dei disinvestimenti	39	4.563
- Crediti finanziari	(101)	(1.989)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.382)	(4.169)
- <i>Variazione debiti finanziari. Crediti finanziari non strumentali</i>	(1.501)	(1.115)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.501)	(1.115)
Effetti derivanti da operazioni straordinarie	51	(3)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(11.529)	(9.285)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Flusso di cassa da attività di esercizio	11.173	(5.697)	n.s.	4.753	(3.998)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.249)	(4.382)	70	(5.127)	(4.169)	81
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.701)	(1.501)	32	87	(1.115)	n.s.
Effetto delle fusioni	51	51	100	(3)	(3)	100

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Gli oneri non ricorrenti netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2008	Esercizio 2009	Variazione
Accantonamento per oneri su cessione Snamprogetti SpA		250	250
Accantonamenti (utilizzi) per procedimento Antitrust nel settore delle paraffine ^(a)	(21)		21
	(21)	250	

Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA si riferiscono all'accantonamento al fondo rischi diversi stanziato in relazione alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Saipem in relazione alla possibile definizione transattiva nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

38 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.060.639.549,44 euro;
- attribuire l'utile di esercizio di 5.060.639.549,44 euro, che residua in 3.249.436.231,44 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 10 settembre 2009, come segue:
- agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2009 ammonta perciò a 1 euro;
- alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,50 euro per azione a partire dal 27 maggio 2010, con stacco cedola il 24 maggio 2010.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

11 marzo 2010

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D. Lgs. 58/98 e dell'art 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. A seguito della emanazione del Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica all'Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale regolamento ha ampliato le proprie funzioni estendendo le competenze all'attività di vigilanza sulle società controllate dall'Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai corrispondenti organi di controllo (ove esistenti) ai sensi dell'art. 151 del d. lgs. 58/98.

Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;

b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, che sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni a noi rese disponibili, possiamo ragionevolmente ritenere che le operazioni poste in essere dalla Società sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

c) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate;

d) nella riunione del 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha approvato con il parere del Comitato per il controllo interno le Linee Guida sulle operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e con parti correlate, in attesa che siano emanate le disposizioni della Consob in materia. Fino alla data di approvazione delle Linee Guida, le operazioni rilevanti con parti correlate sono state identificate in base al Principio Contabile IAS 24 e alla specifica normativa interna del 4 luglio 2006 e del 20 dicembre 2007 relativa all'informativa di bilancio. Segnaliamo altresì che gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche di Eni S.p.A hanno fornito espresse dichiarazioni relativamente ad eventuali operazioni effettuate con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del d. lgs. n. 58/98 sia direttamente, sia per interposta persona o per il tramite di soggetti a loro riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24.

In proposito, si è rilevato che solo un componente del Consiglio di Amministrazione, analogamente a quanto verificatosi nei precedenti esercizi, ha dichiarato l'effettuazione di operazioni commerciali e di servizi di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo da parte di un gruppo di società riconducibili ad un proprio familiare, rientrante nella fattispecie di cui al paragrafo 9, lettera (e) dello IAS 24, in quanto soggetto che detiene la maggioranza azionaria della relativa holding controllante. Dalle informazioni rese disponibili nel corso dei Consigli di Amministrazione ai sensi di legge, non risulta che gli amministratori abbiano posto in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società.

Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione e nelle note al bilancio di esercizio e consolidato ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni poste in essere con società controllate e con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. In applicazione delle Linee Guida le operazioni con parti correlate di maggiore rilievo sono state sottoposte all'esame del Consiglio di Amministrazione. In particolare il Consiglio ha esaminato e rappresentato nella Relazione sulla gestione l'erogazione a Eni Foundation di un contributo finalizzato ad un versamento da parte della stessa al Fondo di Solidarietà previsto dal D.L. n. 112 del 25 giugno 2008;

e) la società di revisione ha rilasciato, in data 7 aprile 2010, le relazioni ai sensi dell'art. 156 del d. lgs. 58/98 (ora art. 14 del d. lgs. 39/2010) rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato dell'Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data". Inoltre, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione ha dichiarato che "la relazione sulla gestione e la relazione sul governo societario, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c, d, f, l, m e al comma 2, lettera b dell'art. 123-bis d. lgs. 58/98, sono coerenti con il bilancio di esercizio";

f) la società di revisione ha rilasciato il parere di cui all'art. 158 del d. lgs. n. 58/98, in relazione al disposto dell'articolo 2433-bis, comma 5, del c. civ. (acconto sui dividendi);

g) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408 del c. civ. ;

h) la clausola 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 impone all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.

In applicazione di tale disposizione è stata emanata la Procedura n. 221 del 26 giugno 2006 "Segnalazioni, anche anonime, ricevute

dall'Eni e dalle Società controllate, dirette e indirette" che prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi anche in forma confidenziale o anonima. A tal riguardo abbiamo esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2009 dall'internal audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2009 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 172 fascicoli di segnalazioni (149 nel 2008), di cui n. 108 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno (79 nel 2008).

Sulla base delle istruttorie concluse dall'internal audit, nel corso del 2009 sono state archiviati n. 114 fascicoli (153 nel 2008), di cui n. 74 (89 nel 2008) afferenti il sistema di controllo interno e 40 (64 nel 2008) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 74 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'internal audit, è risultato che 16 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (24 nel 2008), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e/o di provvedimenti organizzativi/gestionali nei confronti dei soggetti interessati. In 39 casi (50 nel 2008) gli accertamenti eseguiti dall'internal audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; in 19 casi (15 nel 2008), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'internal audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono comunque state intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno.

Al 31 dicembre 2009, restavano aperti n. 115 fascicoli (57 al 31 dicembre 2008), di cui n. 73 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno (40 al 31 dicembre 2008).

Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso da parte dell'internal audit, allo stato attuale non abbiamo osservazioni o rilievi da sottoporre alla Vostra attenzione;

- i) non abbiamo conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;
- j) in allegato alle Note del bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob.

Gli "altri servizi" forniti alle società controllate dall'Eni SpA dalla società di revisione, PricewaterhouseCoopers SpA (PwC) e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del Bilancio di Sostenibilità.

Alla PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 160, comma 1-ter, d. lgs. 58/98 e dalle norme Consob di attuazione. Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla PricewaterhouseCoopers SpA;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni e dalle società del gruppo;
- il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della PricewaterhouseCoopers SpA;

- k) con l'esercizio 2009 viene a scadenza l'incarico alla PricewaterhouseCoopers (PwC) di revisione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato di Eni e, essendo tale incarico protrattosi complessivamente per 9 esercizi, non è più rinnovabile ai sensi dell'art. 159 comma 4, d. lgs. 58/98, pertanto si rende necessario conferire l'incarico ad un nuovo soggetto differente da PwC.

A norma dell'art. 159, comma 1, d. lgs. 58/98, l'Assemblea, in occasione dell'approvazione del bilancio, "conferisce l'incarico di revisione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato ad una società di revisione iscritta nell'albo speciale previsto dall'articolo 161 approvandone il compenso sulla base di una proposta motivata dell'organo di controllo"; il Collegio pertanto ha proceduto a selezionare il soggetto da proporre all'Assemblea per l'attribuzione dell'incarico di revisione contabile per gli esercizi 2010-2018. L'attività svolta, i criteri e le decisioni adottate sono illustrate nella relazione contenente la proposta motivata sottoposta all'esame dell'Assemblea odierna;

- l) abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c. civ.;
- m) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del d. lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri e scambi di documenti con la società di revisione e con i collegi sindacali di alcune società controllate, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Anche dall'esame delle relazioni dei Collegi sindacali (ove esistenti) alle assemblee delle principali società controllate non sono emersi aspetti da segnalare;
- n) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del Sistema di Controllo Interno; (ii) l'esame delle relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Societaria prodotta semestralmente in base alla deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2007; (iii) l'esame della relazione del Preposto al Controllo Interno sul Sistema di Controllo Interno di Eni; (iv) l'esame dei rapporti dell'internal audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (v) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti; (vi) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (vii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense - Sarbanes Oxley Act; (viii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del d.lgs. 58/98; (ix) la partecipazione ai lavori del Comitato per il controllo interno e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato. Dall'attività svolta non sono emerse situazioni o fatti critici che possono far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno di Eni nel suo complesso. Tale giudizio tiene conto delle iniziative avviate nel corso dell'esercizio 2009 o previste dalla Direzione della Società per la razionalizzazione ed integrazione, di specifiche aree del Sistema di Controllo Interno, inquadrabili nel generale processo di continuo miglioramento dell'efficacia e efficienza del Sistema stesso perseguito dalla Società;
- o) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei d. lgs. 231/01 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative.

L'Organismo di Vigilanza, la cui istituzione e composizione è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2009 senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

- p) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del d. lgs. 58/98 e della disciplina prevista dalla Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;
- q) abbiamo vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del d. lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Auto-disciplina dell'Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006, in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana SpA, secondo quanto precisato nella Relazione sul governo societario predisposta dagli Amministratori, e abbiamo altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;
- r) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnaliamo che – alla data del 31 dicembre 2009 – le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese rilevanti ai fini del sistema Eni di controllo sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2009, il Collegio si è riunito 26 volte (con una presenza media del 91% dei suoi componenti), ha assistito alle 17 riunioni del Consiglio di Amministrazione (con una presenza media del 95% dei suoi componenti). Inoltre, per il tramite del Presidente o di un suo delegato, e – relativamente a taluni argomenti – nella sua interezza, il Collegio Sindacale ha partecipato a 19 delle 20 riunioni del Comitato per il controllo interno.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

7 aprile 2010

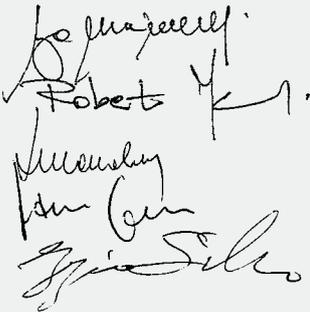
Ugo Marinelli

Roberto Ferranti

Luigi Mandolesi

Tiziano Onesti

Giorgio Silva



Di seguito è fornito l'elenco degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti dal membro del Collegio Sindacale al 7 aprile 2010, data di redazione della Relazione del Collegio per l'Assemblea (Allegato ex art. 144 quinquiesdecies Regolamento Emittenti) – Tra parentesi è indicato il bilancio di esercizio con la cui approvazione termina il mandato.

Ugo Marinelli: Presidente del Collegio Sindacale in Eni SpA (2010), Società Energie Rinnovabili SpA (2009), Società Energie Rinnovabili 1 SpA (2009); Consigliere di Amministrazione in Finanziaria Gold - Fingold SpA (2010);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 4;

Roberto Ferranti: Sindaco effettivo in Eni SpA (2010); Consigliere di Amministrazione in EQUITALIA CERIT SpA di Firenze (2011);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 2;

Luigi Mandolesi: Presidente del Collegio Sindacale in Procter & Gamble Holding Srl (2011), Finamca SpA (2009), Impreme SpA (2010), Edf EN Italia SpA (2010), Progetto Dinamico SpA (2011), Albergo Centrale Srl (2012); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Pietro Mezzaroma e Figli SpA (2011), Larimart SpA (2010); Consigliere di Amministrazione in Villa Margherita SpA (2011), Finconcordia SpA (2011);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 11;

Tiziano Onesti: Presidente del Collegio Sindacale in A.G.I. SpA (2009), Indipendenza SpA in liq. (2010), La Grande Cucina SpA (2010), New-Co. RAI International SpA (2009), Pm & Partners SpA SGR (2011), Sagrim SpA in liq. (2010), Saiim SpA in liq. (2010), Satimag Srl (2010), Servizi Aerei SpA (2009), Sviluppo Italia Puglia SpA (2012), Villa York Srl in liq. (2010); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Heuler Hermes Siac SpA (2012), Ford Italia SpA (2012), Mazda Motor Italia SpA (2010), Nbc Universal Global Networks Italia Srl (2011), Siac Services Srl (2010); Consigliere di Amministrazione in Gruppo Editoriale L'Espresso SpA (2011), Ambiente SpA (2012);
numero incarichi in società quotate: 2; numero complessivo incarichi: 19;

Giorgio Silva: Presidente del Collegio Sindacale in T.S.P. – Tecnologie e servizi per il Pubblico Srl (2011), Kedrios SpA (2009); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Hewlett Packard Italiana Srl (2011), R.C.S. Mediagroup SpA (2011), Bolton Alimentari SpA (2011), Alitalia Compagnia Aerea Italiana SpA (2010), Cai Second SpA (2010), Air One SpA (2010), Air One City Liner SpA (2010), Air One Technic SpA (2010), Sia Ssb SpA (2009);
numero incarichi in società quotate: 2; numero complessivo incarichi: 12.

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D. Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2009.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello *Internal Control – Integrated Framework* emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n.1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente;
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

11 marzo 2010

/firma/Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58 (ora art. 14 del D.Lgs. 27.1.2010, n° 39)

Agli Azionisti della
Eni SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005, compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se i risultati, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale. La revisione contabile sul bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009 è stata svolta in conformità alla normativa vigente nel corso di tale esercizio.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati presentati ai fini comparativi sono stati riesposti per tener conto delle modifiche agli schemi di bilancio introdotte dallo IAS 1, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 7 aprile 2009.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: Bari 70125 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - Bologna Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 Tel. 0516186911 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wührer 23 Tel. 0303697501 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 0498762677 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - Trento 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

- 3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Eni SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla CONSOB. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella specifica sezione della relazione sulla gestione consolidata sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2009.

Milano, 7 aprile 2010

PricewaterhouseCoopers SpA


Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni S.p.A. tenutasi il 29 aprile 2010 ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009 di Eni S.p.A. che chiude con l'utile di 5.060.639.549,44 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 5.060.639.549,44 euro, che residua in 3.249.436.231,44 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 10 settembre 2009 e messo in pagamento il 24 settembre 2009, come segue:
 - agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro; il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2009 ammonta perciò a 1 euro;
 - alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo l'attribuzione proposta del dividendo;
- il pagamento del saldo dividendo 2009 a partire dal 27 maggio 2010, con stacco fissato al 24 maggio 2010;
- il conferimento dell'incarico di revisione contabile del bilancio di Eni S.p.A. per gli esercizi 2010-2018 alla società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A.;
- le modifiche degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello Statuto proposte dal Consiglio di Amministrazione.



Allegati
2009

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2009

■ Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2009, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'*International Standard ISO 4217*.

Al 31 dicembre 2009 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	50	226	276						
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	13	49	62	42	96	138			
Valutate con il metodo del costo	6	15	21	8	25	33	7	27	34
	19	64	83	50	121	171	7	27	34
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		3	3						
Possedute da imprese a controllo congiunto				3	23	26			
		3	3	3	23	26			
Totale imprese	69	293	362	53	144	197	7	27	34

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro; (ii) totale ricavi: 6,250 milioni di euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità.

■ Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

In attesa della pubblicazione del Decreto che individuerà gli Stati o territori che consentono un adeguato scambio di informazioni e nei quali il livello di tassazione non è sensibilmente inferiore a quello applicato in Italia, attualmente gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono quelli individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2009 Eni controlla 20 società residenti o con filiali (1) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 20 società, 13 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (12) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Ulteriori 2 società saranno soggette ad imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione al livello di tassazione cui sono sottoposte oppure all'effettività delle attività industriali e commerciali svolte.

Delle 20 società 13 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolese della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc.

Eni controlla inoltre 26 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2009 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PriceWaterhouseCoopers. Fanno eccezione i bilanci della Petromar Lda (Angola) oggetto di revisione contabile da parte della Deloitte, e della SAGIO Companhia Angolana de Gestao de Installacao Offshore Lda (Angola) oggetto di revisione contabile da parte della Auren.

Al 31 dicembre 2009 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 15 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 7 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi e 2 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate. Le restanti 6 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA ^(#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Ministero dell'Economia e delle Finanze Cassa Depositi e Prestiti SpA Eni SpA Altri Soci	20,31 9,99 9,56 60,14	100,00	C.I.

IMPRESE CONTROLLATE**Exploration & Production**

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.697.440	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	81.403.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	Ortona (CH)	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	Ortona (CH)	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Padana Energia SpA	Ravenna	EUR	3.642.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV (1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Astrakhan Gas and Oil Co	Astrakhan (Russia)	RUB	100.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	54,00 46,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	62.342.954	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd (15)	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Oman) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		Co.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Energy (Services) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd (8)	Nicosia (Cipro)	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd Burren En. (Berm) L td	50,00 50,00		Co.
Burren Energy Shipping & Transportation Ltd	Samara (Russia)	RUB	173.000	Burren Ship M. Ltd	100,00		
Burren Resources Petroleum Ltd (15)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(15) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo relativo al periodo d'imposta 2009 sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Per il periodo d'imposta 2008 l'istanza di interpello è stata accolta.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Algeria Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00		Co.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc - (L)	100,00		
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	8.851.149	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	USD	1.303.200.001,000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	17.000.000	Eni Congo Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Daci3n BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	GHC	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00		P.N.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni International NA NV Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.770.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PetroRussia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni PNG Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	6.573.036	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni South China Sea Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	505.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd (ex Burren Energy (Yemen) Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Eurl Eni Algeria	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	USD	1	First Calgary P. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	USD	764.678.495	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	CAD	10	First Calgary P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	First Calgary P. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara (India)	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	INR	5.000.200	Hindus. Oil E.Co Ltd	100,00		P.N.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni North Africa BV	100,00		Co.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	EGP	50.000	Tecnomare SpA Sviluppo Tec. Ind. SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	45,55 37,00 17,45		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	35,20 10,20 5,10 49,50	31,98	C.I.
COM. e S.V. Srl - Gas & Power (in liquidazione)	Palermo	EUR	10.000	Italgas SpA	100,00		Co.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci Terzi	99,69 0,31	55,40	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	300.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Deutschland SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,57	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Rete Gas Roma Srl	Roma	EUR	10.000	Italgas SpA	100,00		P.N.
Seacom SpA	Viareggio (LU)	EUR	2.200.000	Toscana Energ. C. SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	1.120.000	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.570.768.494	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci Terzi	52,54 (a) 5,46 42,00	55,57	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,57	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	152.205.500	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,57	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Travagliato Energia Srl	Travagliato (BS)	EUR	20.000	Toscana Energ. C. SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

(a) Quota Di Controllo: Eni SpA 55,57
Soci Terzi 44,43

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci Terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Distrigas NV	Bruxelles (Belgio)	EUR	66.228.301,690	Eni G&P Belgium SA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Distri RE SA ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	3.000.000	Distrigas NV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	4.686.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	1.025.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport International SA ⁽¹⁰⁾	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Finpipe GIE	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Distrigas NV SOFIPAR SA Soci Terzi	56,00 7,33 36,67	63,33	C.I.
Gas Brasileiro Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	547.363.600	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Financement et de Participation SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	955.603.747,050	Transfin SA Distrigas NV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV Eni Gas Transport SA Trans Tunis. Co Ltd Eni Gas T. Deut. SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
South Stream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	50,08	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin SpA Soci Terzi	50,00 ^(a) 0,16 (..) 49,84	50,08	C.I.
Transfin SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	1.239.467,620	Distrigas NV	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd ⁽³⁾	St. Helier (Isole del Canale)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di Controllo:

Eni SpA	50,08
Eni Adfin SpA	(..)
Soci Terzi	49,92

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	Eni Rete oil&no SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petroliere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	Eni Rete oil&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA (ex AgipFuel Nord SpA)	San Donato Milanese (MI)	EUR	8.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&no SpA (ex Agip Rete SpA)	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	EUR	56.875.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Messina Fuels SpA	Roma	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Petrolog Srl	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	EUR	136.740.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni International BV Agip Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00		P.N.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00	100,00	C.I.
Agip Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ⁽¹⁾
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.529,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV (ex Agip Benelux BV)	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Česká Republika Sro (ex Agip Česká Republika Sro)	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA (ex Agip Ecuador SA) ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl (ex Agip France Sàrl)	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt (ex Agip Hungaria Zrt)	Budapest (Ungheria)	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU (ex Agip Iberia SLU)	Alcobendas (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Česká Republika Sro (ex Agip Oil Česká Republika Sro)	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	800.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil Slovensko Spol Sro (ex Agip Oil Slovensko Spol Sro)	Bratislava (Slovacchia)	EUR	12.281.751	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro (ex Agip Slovensko Spol Sro)	Bratislava (Slovacchia)	EUR	24.563.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA (ex Agip Suisse SA) ⁽¹⁰⁾	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	New Castle (USA)	USD	36.000.000	Eni Trad.&Ship. SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Services BV (ex Agip Trading Services BV) ⁽⁴⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA ⁽¹⁰⁾	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Russia)	RUB	1.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(4) La società ha una filiale a Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.240.077.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

IN ITALIA

Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	39,16 25,59 1,79 33,46		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	EUR	8.751.500	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.

ALL'ESTERO

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	77,91 11,05 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Waterloo (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Polimeri France SAS	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH ⁽¹²⁾	Francoforte Sul Meno (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	367.575	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. Zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Dunastyr Zrt	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana Do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci Terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem SpA ^(#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 ^(a) 1,28 55,81	43,48	C.I.

IN ITALIA

Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Intermare Sarda SpA	Tortolì (NU)	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Servizi Energia Italia SpA (ex Saipem Energy Italia SpA)	Porto Marghera (VE)	EUR	291.000	Saipem En.Serv SpA	100,00	43,48	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,44	C.I.

ALL'ESTERO

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	322.350.000	Saipem SpA Snamprog.Netherl. BV	99,00 1,00	43,48	C.I.
Bannorsud - Comércio Serviços de Consultoria e Investimentos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA	100,00		P.N.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,48	C.I.
BOS Investment Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	700.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,48	C.I.
BOS - UIE Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	600.600	BOS Investment Ltd	100,00	43,48	C.I.
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
ERSAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,74	C.I.
ERSAI Marine Llc	Republic of Kazakhstan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ERSAI Caspian Llc	100,00		P.N.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
European Marine Contractors Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000	Saipem UK Ltd European M. I. - (L)	50,00 50,00	43,48	C.I.
European Marine Investments Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	USD	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS BV	100,00	43,48	C.I.
Global Petroprojects Services AG ⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'U.E.

(a) Quota Di Controllo: Eni SpA 43,48
Soci Terzi 56,52

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesto	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01		P.N.
Katran-K Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,48	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,48	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	100.719.045	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Petromar Lda (10)	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00	30,44	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyon (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00		P.N.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	111.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,48	C.I.
SAGIO Companhia Angolana De Gestão De Instalação Offshore Ltda (10)	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA Cv	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	444.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,58 0,42		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Beijing (Cina)	USD	250.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Contracting Algeria SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..) (..)	43,48	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,59	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem Discoverer Invest Sàrl (ex Frigstad Discoverer Invest Ltd) ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	215.000	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	14.719.299	Saipem En.Serv SpA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem Drilling CO Private Ltd (ex Saipem Aban Drilling Co Private Ltd)	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Saipem SA	50,00 50,00	43,48	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	75.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Luxembourg SA ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd ⁽⁹⁾	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,95 ^(a) 58,05	17,99	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV European M. C. BV	99,92 0,04 0,04	43,48	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,88	C.I.
Saipem Perfurações e Construções Petrolíferas Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,48	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,48	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem SA	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,48	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,48	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd ⁽⁸⁾	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota Di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38
Soci Terzi 58,62

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kyiv (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,48	C.I.
SAS Port de Tanger	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,48	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	26,09	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Sigurd Rück AG ⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd (in liquidazione)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamp. Man. S SA - (L)	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	SaipemIntern. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti France Sàrl	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd ⁽¹³⁾	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	43,05	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (in liquidazione) ⁽¹⁰⁾	Ginevra (Svizzera)	CHF	300.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,48	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,48	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,90 0,10	43,48	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,48	C.I.
Sofresid SA	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,48	C.I.
Sonsub AS	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.
Sonsub Ltd (in liquidazione)	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Star Gulf FZ Co ⁽⁹⁾	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,48	C.I.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Varisal - Servicios de Consultadoria & Marketing Unipessoal Lda (ex Varisal - Serviços De Consultadoria e Marketing Lda)	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem SGPS SA	100,00	43,48	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	EUR	437.578.684,400	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

IN ITALIA

Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Consorzio Infoter Informatica per il Territorio (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.320	Syndial SpA Eni Adfin SpA	95,00 5,00		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziativa e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	58,70 41,30		P.N.

ALL'ESTERO

Oleodotto del Reno SA ⁽¹⁰⁾	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
---------------------------------------	------------------	-----	-----------	-------------	--------	--	------

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Administration & Financial Service SpA (ex Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA)	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,62 0,38	99,62	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	35.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trad & Ship BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	2.975.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd ⁽⁸⁾ (in liquidazione)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)		Co.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

IMPRESE COLLEGATE**Exploration & Production**

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886	Tecnomare SpA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	6.485.901.110	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Artic Russia BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
CARDÓN IV SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	10.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Tensah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Eni Oil Co Ltd (†)(8)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd (†)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
InAgip doo (†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
OAO "Arctic Gas Co"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	2.400.000	OOO "SeverEnergiya"	100,00		
OAO "Neftegaztekhnologiya"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	500.000	OOO "SeverEnergiya"	100,00		
OOO "SeverEnergiya" ^(†)	Mosca (Russia)	RUB	55.114.150.000	Artic Russia BV Soci Terzi	49,00 51,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	49,50 50,50		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS ^(†)	Istanbul (Turchia)	TRL	2.030.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc ^(†)	Houston (USA)	USD	0 ^(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Azione senza Valore Nominale.

(†) La società è a controllo congiunto.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Energia SpA	100,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Mariconsult SpA (†)	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA (†)	Arcore (MI)	EUR	175.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero (NO)	EUR	250.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo (LO)	EUR	100.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA (†)	Sant'Angelo Lodigiano (LO)	EUR	200.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA (†)	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia Green SpA (ex Toscana Servizi ScpA)	Pisa	EUR	330.931,440	Toscana Energia SpA	100,00		
Toscana Energia SpA (†)	Firenze	EUR	142.360.921	Italgas SpA Soci Terzi	49,38 50,62		P.N.
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Energia SpA Soci Terzi	56,67 43,33		
Transmed SpA (†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Umbria Distribuzione Gas SpA (†)	Terni	EUR	2.120.000	Italgas SpA Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Altergaz SA (#) (†)	Levallois Perret (Francia)	EUR	18.905.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	41,62 ^(a) 58,38		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stuttgart (Germania)	EUR	76.694.000	Enbw Eni Verw. mbH	100,00		
Gaz de Bordeaux SAS	Bordeaux (Francia)	EUR	757.576	Eni G&P France BV Altergaz SA Soci Terzi	17,00 17,00 66,00		P.N.
Gerecse Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Interconnector Zeebrugge Terminal S.C./C.V. Scrl	Bruxelles (Belgio)	EUR	123.946	Distrigas NV Interconnector Ltd Soci Terzi	51,00 48,00 1,00		P.N.
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	8.462.080	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	89.593.975,960	EniPower SpA Soci Terzi	22,77 77,23		P.N.
Rhodigaz SAS (†)	Lyon (Francia)	EUR	37.800	Distrigas NV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
SETGÁS Sociedade de Distribuição de Gás Natural SA (ex SETGAS Sociedade de Produção e Distribuição de Gas SA)	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci Terzi	21,87 78,13		P.N.
South Stream AG (†)(10)	Zug (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di Controllo: Eni G&P France BV 49,77
Terzi 50,23

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

(†) La società è a controllo congiunto.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH ^(†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci Terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG ^(†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH ^(†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG ^{(†)(10)}	Zurich (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†)(8)}	St. Helier (Isole del Canale)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyongazdálkodási Részvénytársaság ^(†)	Tatabanya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Infraestructuras BV	The Netherlands (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA ^(†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BT Trasporti SpA	Roma	EUR	1.800.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA ^(†)	Trieste	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate (MI)	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Fox Energy SpA ^(†)	Pesaro (PU)	EUR	20.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo (TV)	EUR	140.400	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA ^(†)	Ravenna	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA ^(†)	Milazzo (ME)	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	2.844.600	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Unipetrol SpA	Tortona (AL)	EUR	1.500.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Venezia Tecnologie SpA ^(†)	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga (LO)	EUR	10.200.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungs gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA ⁽¹⁰⁾	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburol SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	1.550.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH ^(†)	Buchenhain (Germania)	EUR	1.050.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
City Carburol SA ^{(†)(10)}	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd ⁽⁸⁾	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Galp Energia SGPS SA ^(#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG ^(†)	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA ⁽¹⁰⁾	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	USD	142.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	253.066.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

(†) La società è a controllo congiunto.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	5.270.000	Polimeri Europa SpA	19,74		P.N.
				Syndial SpA	11,58		
				S.E.F. Srl	10,70		
				Soci Terzi	57,98		
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Polimeri Europa SpA	35,70		P.N.
				Syndial SpA	5,00		
				Soci Terzi	59,30		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria e costruzioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl ^(*)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno ^(‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio Snamprogetti - ABB LG Chemicals ^(‡) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Modena Scarl ^(‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl ^(‡)	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Sp-Tkp Fertilizer Srl ^(†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Africa Oil Services SA (in liquidazione)	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Saipem SA Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.
Barber Moss Ship Management AS ^(†)	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society ^(†)	Baku (Azerbaijani)	AZN	2.000	Star Gulf FZ Co Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Caspian Barge Builders Pte Ltd ^{(†)(8)}	Singapore (Singapore)	SGD	2	Saipem Singap. Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII ^(†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc ^(†)	Parigi (Francia)	EUR		Entreprise N. M. SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci Terzi	20,00 (..) 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petróleo Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(‡) L'impresa è a controllo congiunto.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(c)
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd ^(f)	Victoria Island (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda ^(f)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Guangdong Contractor Snc ^(f)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda ⁽¹⁶⁾	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV ^(f)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Nigetecs Fze ^(f)	Olokola (Nigeria)	USD	40.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
ODE North Africa Llc	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Off. Design Eng. Ltd Soci Terzi	99,00 1,00		
Offshore Design Engineering Ltd ^(f)	Kingston Upon-Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00		P.N.
OOO "Moss Krylov Maritime" ^(f)	San Pietroburgo (Russia)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd ^{(f)(8)}	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc ^(f)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV ^(f)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Kharafi National MMO Fzco ^{(f)(8)}	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd	Nuova Delhi (India)	INR	200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipon Snc ^(f)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Servicios de Construcciones Caucedo SA ^(f) (in liquidazione)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	49,70 50,30		P.N.
Snc Saipem-Bouygues TP ^{(f)(9)}	Monaco (Principato di Monaco)	EUR	10.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl ^(f)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(f) La società è a controllo congiunto.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(16) Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (†)	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprog. F. Sàrl Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Russia)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Maintenance Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.000.000	Starstroi Llc	100,00		
Starstroi-Security Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		
STTS Snc (†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda (13)	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (10)	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem Lng Lp (†)	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
TSLNG Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
TSS Dalia Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR		Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
TZS Llc (NV) (†)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS Llc (TX) (†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
O2 PEARL Snc (†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca (BR)	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci Terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno (in liquidazione)	Giulianova (TE)	EUR	10.845,600	Syndial SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci Terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,55 ^(a) 40,45		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci Terzi	18,35 2,82 78,83		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota Di Controllo: Syndial SpA 48,00
 Soci Terzi 52,00

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI**Exploration & Production**

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.582.709.027,590	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68
North Caspian Operating Co BV	The Hague (Paesi Bassi)	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19
OPCO - Sociedade Operacional Angola Lng SA	Luanda (Angola)	AKW	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	AKW	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50

Gas & Power**IN ITALIA**

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	418.330,120	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	12,96 87,04
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci Terzi	13,29 86,71

ALL'ESTERO

Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40
Interconnector(UK) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	12.754.680	Distrigas NV Eni International BV Soci Terzi	11,04 ^(a) 5,02 83,94
Lusitaniagas - Companhia de Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci Terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	13,04 86,96

(a) Quota Di Controllo: Distrigas NV 11,40
Eni International BV 5,00
Soci Terzi 83,60

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo (PR)	EUR	126.958	Eni SpA Ce.P.I.M. SpA Soci Terzi	0,70 26,60 72,70
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	17,69 82,31
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	Roma	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52

ALL'ESTERO

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	75.419	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur Snc	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	EUR	1	Agip France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00
G.I.P. Groupement Immobilier Petrolier	Tremblay en France (Francia)	EUR	40.000	Agip France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	21.628.764	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV Soci Terzi	12,25 87,75
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Berlin (Germania)	EUR	284.305	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci Terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	593.641	Agip Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50

(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia Marghera (VE)	EUR	453.238	Syndial SpA Soci Terzi	14,88 85,12

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci Terzi	10,67 89,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE SI NELL'ESERCIZIO**Imprese consolidate con il metodo integrale**

IMPRESE INCLUSE (N. 12)

Eni CBM Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Finance USA Inc	Wilmington	Corporate e Società Finanziarie	Rilevanza
Eni Gabon SA	Libreville	Exploration & Production	Costituzione
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Iraq BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Rilevanza
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai	Ingegneria e Costruzioni	Acquisizione del Controllo
Seacom SpA	Viareggio	Gas & Power	Acquisizione
Società Adriatica Idrocarburi SpA	Ortona	Exploration & Production	Costituzione
Società Ionica Gas SpA	Ortona	Exploration & Production	Costituzione
Società Padana Energia SpA	Ravenna	Exploration & Production	Costituzione
Travagliato Energia Srl	Travagliato	Gas & Power	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 19)

Agip Olaj Magyarország Kft	Budapest	Refining & Marketing	Fusione
Astrakhan Gas and Oil Co	Astrakhan	Exploration & Production	Irrilevanza
Burren Energy (Buguruslan) Ltd (in liquidazione)	Nicosia	Exploration & Production	Cancellazione
Burren Energy (Oman) Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Liquidazione
Burren Energy Drilling Services Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Burren Energy New Ventures Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Delong Hersent – Estudos, Construções Marítimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni International Bank Ltd (in liquidazione)	Nassau	Corporate e Società Finanziarie	Irrilevanza
Eni Securities Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Liquidazione
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione
Frigstad Discoverer Invest (S) Pte Ltd (in liquidazione)	Singapore	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Moss Arctic Offshore AS (in liquidazione)	Lysaker	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Saibos Construções Marítimas Unipessoal Ltda	Funchal	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos	Ingegneria e Costruzioni	Irrilevanza
Services et Equipements Pétroliers et Gaziers SA (in liquidazione)	Lorient	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Snamprogetti Management Services SA (in liquidazione)	Ginevra	Ingegneria e Costruzioni	Liquidazione
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
Snamprogetti Usa Inc	Dover	Ingegneria e Costruzioni	Fusione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

NOTIZIE SULLE IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE A PARTECIPAZIONE DIRETTA DI ENI SpA

■ Imprese controllate al 31 dicembre 2009

Acqua Campania SpA – Napoli

L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.829.736,07 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 3.465.000 euro, pari a 0,7 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 364.736,07 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 353.430 euro in data 12 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo – Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 788.551,50 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti, un dividendo di 1.500.000 euro, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 1.382.984,62 euro, pari a 0,116 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 632.108,54 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 765.000 euro in data 27 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 6.608.036,850 euro, pari al 51% del capitale sociale di 12.956.935 euro.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) – Londra (Regno Unito)

A seguito del completamento del processo di liquidazione della società, in data 17 dicembre 2009 l'Assemblea ha approvato il bilancio finale di liquidazione che chiude con un saldo pari a zero a seguito del riparto tra i soci dell'attivo risultante dal resoconto finale di liquidazione di 2.066.439,31 lire sterline. Eni ha incassato 1.948.502,84 euro in data 30 marzo 2009 e 302.518,60 euro in data 30 giugno 2009.

L'istanza di cancellazione è stata presentata alla Company House di Londra e avrà efficacia dal 22 marzo 2010.

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 720.189 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000 di euro.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) – Pomezia

L'Assemblea del 28 febbraio 2009 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione che chiude con un utile di 69.205 euro.

La partecipazione nel consorzio è costituita da due quote pari al 92,66% del fondo consortile di 125.507 euro.

Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (liquidato) – San Martino Trecate

L'Assemblea del 25 febbraio 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con una perdita di 42.974 euro e ha deliberato di attribuire ai due consorziati la perdita di gestione di competenza di 21.487 euro.

In data 21 dicembre 2009, i consorziati hanno approvato il bilancio finale di liquidazione al 30 novembre 2009 che chiude con una perdita di 22.160 euro e hanno approvato l'assegnazione dei crediti fiscali e delle disponibilità liquide al consorziato Eni per 26.670 euro. Il consorzio è stato cancellato dal Registro delle Imprese in data 28 dicembre 2009.

Distribuidora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 19.575.637,99 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 18.596.856,09 pesos argentini, pari a 0,091903819 pesos argentini per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.272.024,96 pesos argentini in data 9 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA – Milano

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 74.124.234 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 53.000.000 di euro, pari a 0,52 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 21.124.234 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 18 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Eni Administration & Financial Service SpA (ex Sofid – Società Finanziamenti Idrocarburi SpA) – Roma

L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 124.825.874,69 euro e ha deliberato di attribuire l'utile di 39.288.375,89 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 85.537.498,8 euro (0,52 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 24 giugno 2008), agli azionisti a titolo di dividendo per 39.149.855,22 euro, pari a 0,238 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 138.520,67 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 38.997.944 euro in data 13 maggio 2009.

In data 21 ottobre 2009 Eni ha acquistato n. 5.590 azioni ordinarie del valore nominale di 0,52 euro per il corrispettivo di 7.109,95 euro.

L'Assemblea del 19 novembre 2009 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Società Finanziamenti Idrocarburi – Sofid SpA a Eni Administration & Financial Service SpA, con efficacia dal 1° dicembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 163.856.908 azioni, pari al 99,61198% del capitale sociale, a n. 163.862.498 del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,615% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 151.681.064 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni di pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 20.200.000 euro.

Eni Coordination Center SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 3 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 234.351.689 dollari USA e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 21 dicembre 2009 ha deliberato di distribuire un dividendo di 223.000.000 di dollari USA pari a 37,47854 dollari USA per azione. Eni ha incassato il dividendo di 74.957.123,80 dollari USA in data 22 dicembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.000.001 azioni del valore nominale di 500 dollari USA, pari al 33,61% del capitale sociale di 2.975.036.000 dollari USA.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 4.583.503 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 4.320.000 euro, pari a 1,08 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 34.328 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 6 luglio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

Eni East Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 18.602.560 euro che residua in 6.195.365 euro dopo la copertura della perdita di 12.407.195 euro deliberata dall'Assemblea il 25 giugno 2008 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 31 marzo 2008. L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha deliberato di coprire la suddetta perdita residua per 5.100.000 euro mediante utilizzo della riserva copertura perdite future e per 1.095.365 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. In pari data l'Assemblea ha deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 3.500.000 euro. In data 7 aprile 2009 Eni ha versato la somma di 3.500.000 euro.

Eni Fuel Nord SpA (ex AgipFuel Nord SpA) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 1.425.650 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.146.618 euro, pari a 0,3629 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 1.720.968 euro.

Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-giugno 2009.

L'Assemblea del 30 settembre 2009 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da AgipFuel Nord SpA a Eni Fuel Nord SpA, con efficacia dal 30 ottobre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 8.670.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 8.670.000 euro.

Eni Gas & Power Belgium SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 28 novembre 2008 ha deliberato un aumento del capitale sociale da 1.000.000 di euro a 2.766.000.000 di euro. In pari data Eni ha versato in proporzione alla quota di partecipazione posseduta la somma di 2.764.723.500 euro.

L'Assemblea del 18 giugno 2009 ha deliberato un aumento del capitale sociale da 2.766.000.000 di euro a 4.686.000.000 di euro. In pari data Eni ha versato in proporzione alla quota di partecipazione posseduta la somma di 1.919.808.000 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 9.999 azioni pari al 99,99% del capitale sociale di 4.686.000.000 di euro.

Eni Gas & Power Belgium SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 61.803,64 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 300.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 300.000 euro.

Eni Gas Transport Deutschland SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 17.241.522,77 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni Hellas SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 4.453.519,46 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.230.843,49 euro, pari a 0,02839 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 27 maggio 2009.

L'Assemblea ha altresì approvato di distribuire agli azionisti un dividendo straordinario di 4.569.156,51 euro a valere sulla quota disponibile della riserva sovrapprezzo azioni e sugli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo in data 27 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro.

Eni Insurance Ltd – Dublino – (Irlanda)

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 71.554.894 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di quote del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd – Nassau (Bahamas)

L'Assemblea del 19 dicembre 2007 ha approvato la messa in liquidazione della società e la nomina del liquidatore. A seguito del completamento del processo di liquidazione della società, in data 30 ottobre 2009 l'Assemblea ha approvato il bilancio finale di liquidazione e il riparto tra i soci. In data 4 novembre 2009 Eni ha incassato 69.664.554,89 dollari USA.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 10.316.999.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più *tranche*, un dividendo di 5.300.000.000 di dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di

5.016.999.000 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo nel periodo aprile-dicembre 2009.

L'Assemblea del 14 dicembre 2009 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di 300.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. Eni ha versato la somma di 300.000.000 di dollari USA in data 18 dicembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.831.820 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 730.511.147 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 27 maggio 2009 ha deliberato un aumento del capitale proprio di importo pari a 1.000.000.000 di lire sterline, a titolo di apporto in conto capitale. Eni ha effettuato il versamento nel periodo maggio-giugno 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99999% del capitale sociale di 750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 3.067.080 euro e ha deliberato di coprire la perdita complessiva di 3.168.008 euro, comprensiva della perdita riportata a nuovo dall'esercizio precedente di 100.928 euro, mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. In pari data l'Assemblea ha deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future per 11.000.000 di euro. In data 7 aprile 2009 Eni ha versato la somma di 11.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 9.824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale, a n. 6.655.992 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.655.992 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 26.074.625 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 26.052.000 euro pari a 5,01 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 22.625 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 10 giugno 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc – Wilmington (USA)

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 316.370.744 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea dell'11 giugno 2009 ha deliberato l'aumento del capitale proprio da liberarsi in più *tranche* fino a 100.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In data 17 giugno 2009, Eni ha versato a titolo di prima *tranche*, in proporzione alla quota di partecipazione posseduta, la somma di 31.928.480 dollari USA.

L'Assemblea del 27 ottobre 2009 ha deliberato l'aumento del capitale proprio fino a 400.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In data 30 ottobre 2009, Eni ha versato, in proporzione alla quota di partecipazione posseduta, la somma di 255.427.842 dollari USA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 63,85696% del capitale sociale di 156.600.000 dollari USA.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 48.484.069,79 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 56.696.870,94 euro pari a 0,06 euro per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di 10.637.004,64 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 14 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 118.388 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 104.089 euro, pari a 0,04 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 8.380 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,080 euro.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

L'Assemblea del 17 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 25.086.072 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 27.140.177 euro, pari a 0,4772 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 3.308.409 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 29 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 56.875.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 56.875.000 euro.

Eni Rete oil&nonoil SpA (ex AgipRete SpA) – Roma

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 1.363.963,79 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla copertura perdite di esercizi precedenti, il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 30 settembre 2009 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da AgipRete SpA a Eni Rete oil&nonoil SpA, con efficacia dall'8 ottobre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 27.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.480.000 euro.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 13.923.819 euro che residua in 6.142.038 euro dopo la copertura della perdita di 7.781.781 euro deliberata dall'Assemblea il 30 ottobre 2008 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2008. L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha deliberato di coprire la suddetta perdita residua per 4.000.000 di euro mediante utilizzo della riserva copertura perdite future, per 2.142.038 mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 9.000.000 di euro. In data 15 aprile 2009 Eni ha versato la somma di 9.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 8.983.555 azioni, pari al 100% del capitale sociale, a n. 6.841.517 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.841.517 euro.

Hotel Assets Ltd – Londra (Regno Unito)

Il Consiglio di Amministrazione del 17 dicembre 2008 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2008 che chiude con l'utile di 700.065 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

leoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 74.230.571 euro che residua in 14.874.504 euro dopo la copertura della perdita di 59.357.000 euro, dei quali 59.356.067 euro relativi alla perdita infrannuale del periodo gennaio-settembre 2008 e 933 euro quale perdita residua 2007 riportata a nuovo, deliberata dall'Assemblea il 22 dicembre 2008 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2008. L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha deliberato di coprire la suddetta perdita residua per 14.870.990 euro mediante utilizzo della riserva copertura perdite future e per 3.514 euro mediante utilizzo di utili riportati a nuovo.

L'Assemblea del 28 ottobre 2009 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2009 che chiude con la perdita di 69.135.795 euro e ha deliberato di coprire la suddetta perdita per 17.129.009 euro mediante l'utilizzo della riserva copertura perdite future e per 52.006.786 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo e sua contestuale ricostituzione nell'importo originario di 81.403.000 euro. L'assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 33.000.000 di euro. In data 28 ottobre 2009 Eni ha versato la somma di 85.006.786 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 81.403 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 81.403.000 euro.

Immobiliare Est SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 141.819 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 9.399.288,15 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 8.521.704 pesos argentini, pari a 1,42 pesos argentini per azione e di destinare a riserva facoltativa l'importo di 407.619,74 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.476.495,04 pesos argentini in data 9 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 37.631.438,10 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 35.749.560 euro pari a 0,1484 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 306,20 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Messina Fuels SpA – Roma

In data 15 dicembre 2009 Eni ha acquistato da Eni Rete oil&nonoil SpA n. 1.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro pari al 100% del capitale sociale di Messina Fuels SpA.

A fronte di tale operazione Eni ha versato la somma di 11.415.784 euro con valuta 22 dicembre 2009.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2009 è costituita da n. 1.000.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.000.000 di euro.

Polimeri Europa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 594.781.592 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 10 dicembre 2009 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2009 che chiude con la perdita di 357.415.695,01 euro che sommata alle perdite derivanti da precedenti esercizi di 705.413.608,85 euro fa scaturire una perdita complessiva di 1.062.829.303,86 euro. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire suddetta perdita in parte utilizzando interamente le riserve disponibili di 199.506.302,42 euro e in parte mediante la riduzione del capitale sociale da 1.553.400.000 euro a 690.076.998,56 euro. L'Assemblea ha poi deliberato di ricostituire il capitale sociale a 1.553.400.000 euro.

In data 10 dicembre 2009, Eni SpA ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale da 690.076.998,56 euro fino a 1.240.077.000 euro e ha versato contestualmente la somma di 550.000.001,44 euro. L'Assemblea ha altresì dato termine all'unico azionista di sottoscrivere e versare anche in più *tranches*, a completamento dell'operazione di ricostituzione, l'ulteriore importo di 313.323.000 euro entro il 31 dicembre 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 1.553.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro a n. 1.240.077.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.240.077.000 euro.

Raffineria di Gela SpA – Gela

L'Assemblea del 26 gennaio 2009 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da 92.304.660 euro ad 93.724.692 euro, mediante emissione di n. 2.752 azioni del valore nominale di 516 euro con sovrapprezzo complessivo di 4.021.390 euro, riservato a Polimeri Europa SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione di detta delibera, Polimeri Europa, in data 29 gennaio 2009, ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "propilene" con efficacia giuridica 1° febbraio 2009.

In data 8 aprile 2009, Eni ha acquistato l'1,515% del capitale sociale della Raffineria di Gela SpA, pari a n. 2.752 azioni, da Polimeri Europa SpA per un prezzo complessivo di 19.999.441 euro, pari a 7.267, 239 euro per azione.

L'Assemblea del 26 gennaio 2009 ha deliberato inoltre l'aumento di capitale sociale a pagamento per 257.695.044 euro da eseguirsi in più *tranche*.

Il Consiglio di Amministrazione del 18 dicembre 2009 in parziale esecuzione della suddetta delibera ha aumentato il capitale sociale a pagamento di euro 43.015.308, mediante emissione di n. 83.363 azioni ordinarie del valore nominale di 516 euro.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 22 dicembre 2009 Eni ha sottoscritto n. 83.363 azioni del valore nominale di 516 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse la somma di 43.015.308 euro.

L'Assemblea del 23 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 5.764.999 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 178.885 azioni a n. 265.000 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 136.740.000 euro.

Saipem SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 334.901.969,11 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 0,55 euro per le azioni ordinarie e di 0,58 euro per le azioni di risparmio, pari complessivamente a 239.303.080,46 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 94.106.512,98 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 104.182.818,85 euro in data 21 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,91315% del capitale sociale di 441.410.900 euro.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 5.213.181 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 4.669.241 euro, pari a 0,13 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 283.281 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 22 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 35.917.238 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 35.917.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 20 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 7.967 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento a riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Snam Rete Gas SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 528.021.589,84 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile di 369.530.172,34 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 158.491.417,50 euro (0,09 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2008), agli azionisti a titolo di dividendo per 246.546.475,00 euro, pari a 0,14 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 122.952.097,34 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 137.038.029,80 euro in data 21 maggio 2009.

In data 23 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione, dando attuazione alla delega conferitagli dall'Assemblea straordinaria del 17 marzo 2009, ha deliberato l'aumento di capitale sociale in via scindibile, per un importo massimo, comprensivo di eventuale sovrapprezzo, di 3.500.000.000 di euro mediante emissione a pagamento di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

In data 23 aprile 2009 il Consiglio di Amministrazione ha approvato le condizioni definitive di aumento di capitale sociale mediante emissione di n. 1.614.292.394 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, da offrire in opzione agli azionisti nel rapporto di n. 11 azioni ordinarie ogni n. 12 azioni possedute al prezzo di emissione di 2,15 euro per ciascuna azione ordinaria, di cui 1,15 euro a titolo di sovrapprezzo.

Il controvalore complessivo dell'emissione, comprensivo di sovrapprezzo azioni e dell'incasso per l'asta dei diritti di opzione inoptati nel periodo di offerta, è stato pari a 3.474.139.431 euro.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 5 maggio 2009 Eni ha esercitato n. 978.843.070 diritti di opzione relativi alle azioni possedute, ha sottoscritto n. 897.272.805 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, versando a totale liberazione delle stesse la somma di 1.929.136.530,75 euro, ed ha venduto all'asta n. 9 diritti per un prezzo complessivo di 6,49 euro.

Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 29 luglio 2009 ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo 2009 di 0,06 euro per azione alle azioni che risultano in circolazione alla data di stacco cedola (19 ottobre 2009) con messa in pagamento a partire dal 22 ottobre 2009. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 112.566.952,5 euro in data 22 ottobre 2009.

In attuazione dei piani di *stock option* sono state emesse complessivamente n. 30.500 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale ammonta a 3.570.768.494 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 978.843.070 a n. 1.876.115.875 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 52,54095% del capitale sociale di 3.570.768.494 euro.

Società Adriatica Idrocarburi SpA – Ortona

In data 28 maggio 2009 è stata costituita la società Società Adriatica Idrocarburi SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato, al momento della costituzione, la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

In data 18 dicembre 2009 l'Assemblea ha deliberato un aumento di capitale di 14.618.000 euro mediante l'emissione di n. 14.618.000 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna, con un sovrapprezzo di 49 euro cadauna, riservato ad Eni, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 18 dicembre 2009 Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Marche, Abruzzo e Molise" con efficacia giuridica 31 dicembre 2009.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2009 da n. 14.738.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 14.738.000 euro.

Società Ionica Gas SpA – Ortona

In data 28 maggio 2009 è stata costituita la Società Ionica Gas SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato, al momento della costituzione, la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

In data 18 dicembre 2009 l'Assemblea ha deliberato un aumento del capitale sociale di 11.332.500 euro mediante l'emissione di n. 11.332.500 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna con un sovrapprezzo di 39 euro cadauna, riservato ad Eni, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 18 dicembre 2009 Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Area Crotone" con efficacia giuridica 31 dicembre 2009.

In data 10 febbraio 2010 l'Assemblea ha deliberato l'adeguamento del valore del sovrapprezzo di ulteriori 15 euro per azione, per un totale di 54 euro per azione, riservato ad Eni, liberate mediante il suddetto conferimento in natura.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2009 da n. 11.452.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 11.452.500 euro.

Società Italiana per il Gas SpA – Torino

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 220.029.969,32 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 219.469.083,18 euro pari a 0,87 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 560.886,14 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2009.

In data 30 giugno 2009, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, alla Snam Rete Gas SpA per il corrispettivo di 2.921.686.343 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 748.311 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 771.250 euro, pari a 0,39 euro per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per 22.939 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 539.875 euro in data 21 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 70% del capitale sociale di 3.085.000 euro.

Società Padana Energia SpA – Ravenna

In data 28 maggio 2009 è stata costituita la società Società Padana Energia SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni SpA ha versato, al momento della costituzione, la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

In data 18 dicembre 2009 l'Assemblea ha deliberato un aumento del capitale sociale di 3.522.000 euro mediante l'emissione di n. 3.522.000 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna con un sovrapprezzo di 49 euro cadauna, riservato ad Eni, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 18 dicembre Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Pianura Padana" con efficacia giuridica 31 dicembre 2009.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2009 da n. 3.642.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.642.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 5.743.730 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Stocaggi Gas Italia SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 82.934.778,8 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 82.190.970 euro, pari a 0,54 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 743.808,8 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 21 maggio 2009.

In data 30 giugno 2009, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, alla Snam Rete Gas SpA per il corrispettivo di 1.586.664.653 euro.

Syndial SpA – Attività diversificate – San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 282.962.492,33 euro, che sommata alla perdita portata a nuovo di 34.131.657,29 euro dà una perdita complessiva di 317.094.149,62 euro. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire suddetta perdita utilizzando in parte riserve disponibili di 2.929.079,78 euro e in parte mediante la riduzione del capitale sociale da 429.622.708,32 euro a 109.394.671,10 euro mediante riduzione del valore nominale delle n. 4.773.585.648 azioni da 0,09 euro a 0,02291666667 euro. La quota residua di 6.062.967,38 euro è rilevata a riserva indisponibile. L'Assemblea ha poi deliberato di raggruppare le n. 4.773.585.648 azioni del valore nominale di 0,02291666667 euro in n. 198.899.402 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione nel rapporto di una azione ogni 24 vecchie e aumentare il capitale sociale di 328.184.013,30 euro mediante emissione di n. 596.698.206 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione, da offrire in opzione agli azionisti al prezzo pari al valore nominale, in ragione di n. 3 azioni di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta.

In data 27 aprile 2009, Eni ha esercitato n. 4.773.574.392 diritti di opzione e ha sottoscritto n. 596.696.799 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato 328.183.239,45 euro. Eni ha ceduto 70 diritti di opzione ad un prezzo complessivo di 1,60 euro nel periodo maggio-giugno 2009.

In data 17 giugno 2009, Eni ha sottoscritto n. 3 azioni del valore di 0,55 euro, rimaste inoperte a fronte dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea del 27 aprile 2009. A totale liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato la somma di 1,65 euro.

A completamento dell'operazione di aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea del 27 aprile 2009, nel 2009 sono state sottoscritte complessivamente n. 596.698.206 azioni del valore nominale di 0,55 euro. Il capitale sociale è variato da 429.622.708 euro a 437.578.684 euro.

L'Assemblea del 3 dicembre 2009 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2009 che chiude con una perdita di 207.075.620,77 euro e ha deliberato di portare a nuovo la suddetta perdita e di rinviare l'adozione dei provvedimenti sul capitale secondo quanto previsto dall'art. 2446 del Codice Civile.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 4.773.574.462 azioni a n. 795.595.735 azioni del valore nominale di 0,55 euro, pari al 99,99976% del capitale sociale di 437.578.684 euro.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA – Venezia

L'Assemblea del 23 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 12.521.451 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.524.000 euro, pari a 31,31 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 2.549 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 novembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajduszoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 16 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 11.493.499.744 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA – Pistoia

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.009.856,89 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.969.347,09 euro pari a 0,054 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 40.509,80 euro. Eni ha incassato il dividendo pari a 1.824.657,35 in data 28 maggio 2009.

In data 24 luglio 2009 Eni ha acquistato il 17,77% del capitale sociale della Toscana Energia Clienti, pari a n. 9.772.465 azioni da Società Italiana per il Gas pA per un prezzo complessivo di 11.410.000 euro, pari a 1,168 euro per azione.

In data 7 ottobre 2009 Eni ha acquistato il 20,78% del capitale sociale della Toscana Energia Clienti, pari a n. 11.425.493 azioni da Toscana Energia SpA per un prezzo complessivo di 13.340.000 euro, pari a 1,168 euro per azione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è variata da n. 33.789.951 azioni a n. 54.987.909 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 100% del capitale sociale di 7.148.428 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands) – Sede Amministrativa San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 14.369.304,63 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 14.372.820 euro, pari a 130,90 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 3.859,06 euro e portando a nuovo l'utile residuo di 343,69 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

■ Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2009

Acam Clienti SpA – La Spezia

L'Assemblea del 30 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 825.623,08 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo parziale della riserva straordinaria e da apporto soci.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 49% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 30.233.853,18 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.000.000 di pesos argentini, pari a 0,074786303 pesos argentini per azione e di destinare a riserva facoltativa l'importo di 16.722.160,52 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 3.762.000 pesos argentini in data 8 aprile 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Galp Energia SGPS SA – Lisbona (Portogallo)

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 472.972.694 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile di 265.360.203 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 141.262.846 euro (0,17035 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 18 settembre 2008), agli azionisti a titolo di dividendo per 124.097.357 euro, pari a 0,14965 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 188.728.875 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 47.097.032 euro (47.092.352 l'importo al netto delle commissioni) in data 25 maggio 2009.

In data 25 settembre 2009 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2009 di 49.755.038 euro, pari a 0,060 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 16.588.329 euro in data 22 ottobre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 276.472.160 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 33,34% del capitale sociale di 829.250.635 euro.

Inversora de Gas del Centro SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 13 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 14.922.871 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.900.000 pesos argentini, pari a 0,87 pesos argentini per azione e di destinare a riserva facoltativa l'importo di 8.276.727 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.475.000 pesos argentini in data 31 agosto 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 129.202,30 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo di 127.240,97 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.

Promgas SpA – Milano

L'Assemblea del 27 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 7.756.595,86 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 13.535.500 euro pari a 51,65 euro per azione, utilizzando l'utile di esercizio e gli utili di anni passati portati a nuovo di 5.778.943,74 euro e portando a nuovo l'importo di 39,60 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 6.767.750 euro in data 12 maggio 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 28 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 29 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 59.280 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 142 euro, pari al 25% del capitale sociale di 852.000 euro.

Setgas SA – Setubal (Portogallo)

L'Assemblea del 30 marzo 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 4.262.903,44 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva statutaria, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 3.879.242,13 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87083% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 21 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 1.731.928,27 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'imputazione a copertura perdite esercizi precedenti per 73.959,64 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 1.609.968,63 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 240.000 euro.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea del 10 agosto 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 3.271.655 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.093.000 dollari USA, pari a 3 dollari USA per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 807.992 dollari USA e portando a nuovo l'utile residuo di 986.647 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.039.663,87 euro in data 16 novembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Union Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 22 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 357.233.131,44 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva volontaria per 171.960,68 euro, di attribuire l'utile di 61.566.970,76 euro, che residua dopo la distribuzione di un primo acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 176.422.600 euro (323 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 22 luglio 2008) e un secondo acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 119.071.600 euro (218 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 17 dicembre 2008), congiuntamente alle riserve di 85.907.029,24 agli azionisti a titolo di dividendo per 147.474.000 euro, pari a 270 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 73.737.000 euro in data 4 maggio 2009.

In data 22 dicembre 2009 il Consiglio di Amministrazione della società ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2009 di 128.903.200 euro, pari a 236 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 64.451.600 euro in data 30 dicembre 2009.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl – Venezia

L'Assemblea del 20 luglio 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con la perdita di 1.787.440 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di riserve straordinarie.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2007 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

Venezia Tecnologie SpA – Porto Marghera (Venezia)

L'Assemblea del 24 aprile 2009 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2008 che chiude con l'utile di 240.715 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva ex art. 2426 8bis CC e alla riserva facoltativa.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2008 è rimasta immutata in n. 75 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 50% del capitale sociale di 150.000 euro.

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2009 (migliaia di euro)
Revisione contabile	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	8.503
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	468
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi ⁽¹⁾	Rete del revisore della capogruppo	Società capogruppo	114
Revisione contabile	i) Revisore della capogruppo ⁽²⁾ ii) Rete del revisore della capogruppo ⁽³⁾	i) Società controllate ii) Società controllate	7.533 12.810
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	1.067 367
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 51
Altri servizi ⁽⁴⁾	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 162
Totale			31.075

(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla rete PricewaterhouseCoopers sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.

(2) Di cui 243 migliaia di euro per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto.

(3) Di cui 1.456 migliaia di euro per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto.

(4) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla PricewaterhouseCoopers SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del bilancio di sostenibilità.

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

**eni spa**

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale al 31 dicembre 2009:

euro 4.005.358.876 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma,

codice fiscale 00484960588

Sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1

San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta

ai sensi dell'art. 154-ter c.1 del TUF

Annual Report

Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito

presso la Securities and Exchange Commission

Bilancio di Sostenibilità (in italiano e in inglese)

Fact Book (in italiano e in inglese)

Eni in 2009 (in inglese)

Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno

redatta ai sensi dell'art. 154-ter c.2 del TUF

Interim consolidated report as of June 30

Sito Internet: eni.com

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADRs/Depositary

Morgan Guaranty Trust Company of New York

ADR Department

60 Wall Street (36th Floor)

New York, New York 10260

Tel. 212-648-3164

ADRs/Transfer agent

Morgan ADR Service Center

2 Heritage Drive

North Quincy, MA 02171

Tel. 617-575-4328

Progetto grafico: Opera

Copertina: In Area - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Marchesi Grafiche Editoriali SpA - Roma

Stampato su carta ecologica: Fedrigoni Symbol

Freelife Satin e Freelife Vellum

eni.com



00085