

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.

PRICEWATERHOUSECOOPERS 

- 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)

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

PAGINA BIANCA

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)
Estero	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
di cui ricerca esplorativa	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 accentrimento 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.