Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

Riserve certe di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	**228**	**961**	**936**	**433**	**778**	**412**	**3.748**	**25**
Revisioni di precedenti stime [a]	15	61	(85)	20	72	(19)	**64**	1
Miglioramenti di recupero		49	41		14		**104**	1
Estensioni e nuove scoperte		30	11		52	10	**103**	
Produzione	(28)	(119)	(117)	(65)	(23)	(38)	**(390)**	(3)
Cessioni [b]				(2)		(170)	**(172)**	
Riserve al 31.12.2006	**215**	**982**	**786**	**386**	**893**	**195**	**3.457**	**24**
Acquisizioni			32			54	**86**	101
Revisioni di precedenti stime	28	(35)	(26)	14	(114)	(31)	**(164)**	20
Miglioramenti di recupero		9	12	1			**22**	1
Estensioni e nuove scoperte		43	22	1		29	**95**	1
Produzione	(28)	(121)	(101)	(57)	(26)	(36)	**(369)**	(5)
Riserve al 31.12.2007	**215**	**878**	**725**	**345**	**753**	**211**	**3.127**	**142**
Acquisizioni			32		32	4	**68**	
Revisioni di precedenti stime	(8)	56	80	(31)	238	56	**391**	4
Miglioramenti di recupero		7	25				**32**	1
Estensioni e nuove scoperte	4	4	26	13	2	3	**52**	
Produzione	(25)	(122)	(105)	(51)	(30)	(38)	**(371)**	(5)
Cessioni					(56)		**(56)**	
Riserve al 31.12.2008	**186**	**823**	**783**	**276**	**939**	**236**	**3.243**	**142**

Riserve certe sviluppate di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	149	697	568	353	266	298	**2.331**	19
Riserve al 31.12.2006	136	713	546	329	262	140	**2.126**	18
Riserve al 31.12.2007	133	649	511	299	219	142	**1.953**	26
Riserve al 31.12.2008	111	613	576	222	321	166	**2.009**	33

(a) Include la rideterminazione delle quote di spettanza Eni nella concessione Val D'Agri in Italia.
(b) Include 170 milioni di barili riguardanti la risoluzione unilaterale da parte di PDVSA dell'OSA relativa al Campo Dación.
(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 18,52% negli anni precedenti.
(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 delle società in *joint venture* e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Gas naturale

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	**104.102**	**173.208**	**55.670**	**52.772**	**50.245**	**59.594**	**495.591**	**2.532**
Acquisizioni				123			123	
Revisioni di precedenti stime	1.012	4.385	842	1.500	5.183	1.321	**14.243**	(187)
Estensioni e nuove scoperte	545	4.139	971	36		3.729	**9.420**	8
Produzione	(9.637)	(13.352)	(2.900)	(6.171)	(2.353)	(6.290)	**(40.703)**	(430)
Cessioni				(208)			**(208)**	
Riserve al 31.12.2006	**96.022**	**168.380**	**54.583**	**48.052**	**53.075**	**58.354**	**478.466**	**1.923**
Acquisizioni			135			11.201	**11.336**	83.903
Revisioni di precedenti stime	(1.488)	7.070	2.074	1.905	(6.294)	166	**3.433**	148
Miglioramenti di recupero				96			**96**	
Estensioni e nuove scoperte	98	2.530	6.039	201	5.812	2.509	**17.189**	
Produzione	(8.075)	(15.130)	(2.738)	(6.146)	(2.459)	(7.365)	**(41.913)**	(388)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2007	**86.557**	**162.850**	**60.093**	**44.108**	**50.134**	**64.865**	**468.607**	**85.586**
Acquisizioni			170	226		3.229	**3.625**	
Revisioni di precedenti stime	1.581	32.934	1.274	(1.445)	21.875	1.566	**57.785**	185
Miglioramenti di recupero			107				**107**	
Estensioni e nuove scoperte	133	1.079	62	712		1.176	**3.162**	
Produzione	(7.772)	(18.148)	(2.695)	(5.783)	(2.537)	(8.480)	**(45.415)**	(369)
Cessioni					(439)		**(439)**	
Riserve al 31.12.2008	**80.499**	**178.715**	**59.011**	**37.818**	**69.033**	**62.356**	**487.432**	**85.402**

Riserve certe sviluppate di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2005	76.549	86.652	36.533	42.026	45.822	28.409	**315.991**	1.971
Riserve al 31.12.2006	69.360	86.126	40.975	39.513	42.776	31.318	**310.068**	1.349
Riserve al 31.12.2007	65.230	86.804	41.595	36.612	44.753	35.555	**310.549**	12.117
Riserve al 31.12.2008	57.522	100.161	40.873	30.149	56.787	29.907	**315.399**	11.893

(a) I dati al 31 dicembre 2005, 2006, 2007 e 2008 comprendono rispettivamente 21.521, 21.341, 21.222 e 21.112 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.
(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 18,52% negli anni precedenti.
(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 delle società in *joint venture* e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

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 i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. 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 flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 includono i corrispettivi che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e vendita di gas terze sostengono per assicurarsi i servizi di stoccaggio, necessari al soddisfacimento della domanda di flessibilità del mercato.

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 dello *Statement of Financial Accounting Standard n. 69*. 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, anche le riserve di idrocarburi diverse dalle riserve certe, 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	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
31.12.2006								
Entrate di cassa future	43.495	64.381	34.935	24.821	33.825	14.766	**216.223**	1.038
Costi futuri di produzione	(6.086)	(9.707)	(8.028)	(6.426)	(4.162)	(1.753)	**(36.162)**	(224)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.739)	(5.383)	(2.865)	(2.265)	(3.103)	(1.473)	**(21.828)**	(79)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**30.670**	**49.291**	**24.042**	**16.130**	**26.560**	**11.540**	**158.233**	**735**
Imposte su reddito future	(10.838)	(24.639)	(14.141)	(10.901)	(7.649)	(3.824)	**(71.992)**	(227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**19.832**	**24.652**	**9.901**	**5.229**	**18.911**	**7.716**	**86.241**	**508**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(11.493)	(10.631)	(2.994)	(1.392)	(13.878)	(2.626)	**(43.014)**	(154)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.339**	**14.021**	**6.907**	**3.837**	**5.033**	**5.090**	**43.227**	**354**
31.12.2007								
Entrate di cassa future	47.243	73.456	48.283	29.610	42.710	20.359	**261.661**	7.135
Costi futuri di produzione	(5.926)	(11.754)	(9.875)	(6.670)	(4.997)	(2.782)	**(42.004)**	(1.249)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(7.218)	(4.643)	(3.013)	(2.461)	(3.374)	(2.459)	**(23.168)**	(1.721)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.099**	**57.059**	**35.395**	**20.479**	**34.339**	**15.118**	**196.489**	**4.165**
Imposte su reddito future	(10.778)	(29.083)	(23.083)	(14.375)	(9.977)	(5.397)	**(92.693)**	(2.009)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.321**	**27.976**	**12.312**	**6.104**	**24.362**	**9.721**	**103.796**	**2.156**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.262)	(11.143)	(3.953)	(1.600)	(17.480)	(3.356)	**(50.794)**	(1.265)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**10.059**	**16.833**	**8.359**	**4.504**	**6.882**	**6.365**	**53.002**	**891**
31.12.2008								
Entrate di cassa future	46.458	62.785	22.344	16.056	22.199	13.622	**183.464**	4.782
Costi futuri di produzione	(5.019)	(10.673)	(6.715)	(3.414)	(6.380)	(2.715)	**(34.916)**	(1.104)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.805)	(6.153)	(3.868)	(2.166)	(5.114)	(1.897)	**(26.003)**	(1.845)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.634**	**45.959**	**11.761**	**10.476**	**10.705**	**9.010**	**122.545**	**1.833**
Imposte su reddito future	(11.329)	(27.800)	(5.599)	(7.621)	(2.781)	(1.901)	**(57.031)**	(1.032)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.305**	**18.159**	**6.162**	**2.855**	**7.924**	**7.109**	**65.514**	**801**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.884)	(8.639)	(2.155)	(869)	(6.272)	(2.243)	**(34.062)**	(763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.421**	**9.520**	**4.007**	**1.986**	**1.652**	**4.866**	**31.452**	**38**

(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 18,52% negli anni precedenti.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

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 2006, 2007 e 2008.

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Valore all'inizio dell'esercizio	**55.722**	**43.581**	**53.893**
Valore all'inizio dell'esercizio relativo a società *joint venture* e collegate	**(371)**	**(354)**	**(891)**
Valore all'inizio dell'esercizio consolidate	**55.351**	**43.227**	**53.002**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.739)	(20.979)	(26.202)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.097	34.999	(39.699)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.629	3.982	1.110
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.964)	(4.000)	(6.222)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.558	4.682	6.584
- revisioni delle quantità stimate	383	(2.995)	5.835
- effetto dell'attualizzazione	9.489	7.968	10.538
- variazione netta delle imposte sul reddito	3.060	(17.916)	21.359
- acquisizioni di riserve	10	3.521	476
- cessioni di riserve	(1.252)		25
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(6.395)	513	4.646
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(12.124)**	**9.775**	**(21.550)**
Valore alla fine dell'esercizio consolidate	**43.227**	**53.002**	**31.452**
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società in jont venture e collegate	**354**	**891**	**38**
Valore alla fine dell'esercizio	**43.581**	**53.893**	**31.490**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D.Lgs. 58/1988 (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 2008.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 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 2008:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board 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;

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, nonchè della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

13 marzo 2009

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2008. 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 DLgs 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.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 5 aprile 2008.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2008 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

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 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 - **Padova** 35137 Largo Europa 16 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

PRICEWATERHOUSECOOPERS

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 con il bilancio, come richiesto dall'articolo 156, comma 4-bis, lettera d), del DLgs n° 58/98. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla CONSOB. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2008.

Roma, 7 aprile 2009

PricewaterhouseCoopers SpA

Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

RELAZIONE SULLA GESTIONE

PAGINA BIANCA

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

■ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2008 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 520 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione, rispetto al 31 dicembre 2007, di 41 milioni di boe.
La riduzione delle riserve è dovuta alla produzione dell'anno (20 milioni di boe di petrolio e condensati e 46 milioni di boe di gas naturale), parzialmente compensata dalla revisione netta in aumento di precedenti stime.

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

				Variazione	
		2007	**2008**	assoluta	%
Gas naturale [a]	(milioni di boe)	380	346	(34)	(8,9)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	181	174	(7)	(3,9)
Idrocarburi	(milioni di boe)	**561**	**520**	**(41)**	**(7,3)**

(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615

■ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2008 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 29 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 7.339 chilometri quadrati (7.181 chilometri quadrati al 31 dicembre 2007) e 114 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 10.962 chilometri quadrati (11.583 al 31 dicembre 2007). L'aumento di superficie netta dei permessi di ricerca è dovuta al conferimento di due nuove licenze esplorative (Eni 100%) in Puglia, mentre la diminuzione per le concessioni di coltivazione è dovuta a rinunce.

■ Produzioni

Nel 2008 la produzione di idrocarburi è stata di 66,2 milioni di boe (71,0 nel 2007) corrispondenti alla produzione giornaliera di 180.832 boe (194.640 nel 2007).
La produzione di gas naturale (7,4 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,4 miliardi di metri cubi, pari al 5,6%, 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 (20,4 milioni di barili) è diminuita di 2,1 milioni di barili, pari al 9,4%, a seguito del declino produttivo di alcuni giacimenti e di interventi di adeguamento ad impianti di produzione.

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2007	%	2008	%	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione nazionale Divisione E&P	7,58	11,4	7,15	10,7	(0,43)	(5,7)
Acquisti Italia	1,07	1,6	0,85	1,3	(0,22)	(20,6)
Italia	***8,65***	***13,0***	***8,00***	***12,0***	***(0,65)***	***(7,5)***
Russia per l'Italia	18,79	28,1	17,82	26,8	(0,97)	(5,2)
Algeria	16,55	24,7	17,62	26,4	1,07	6,5
Paesi Bassi	7,74	11,6	8,10	12,2	0,36	4,7
Norvegia	5,78	8,7	5,47	8,2	(0,31)	(5,4)
Libia	3,78	5,7	3,90	5,9	0,12	3,2
Altri	1,25	1,9	1,95	2,9	0,70	56,0
Algeria (GNL)	1,86	2,8	1,60	2,4	(0,26)	(14,0)
Nigeria (GNL)	1,65	2,5	1,69	2,5	0,04	2,4
Altri (GNL)	0,67	1,0	0,48	0,7	(0,19)	(28,4)
Estero	***58,07***	***87,0***	***58,63***	***88,0***	***0,56***	***1,0***
Totale approvvigionamenti	**66,72**	**100,0**	**66,63**	**100,0**	**(0,09)**	**(0,1)**
(Immissioni) Prelievi da stoccaggio	1,49		(0,25)		(1,74)	(116,8)
Perdite di rete e differenza di misura	(0,28)		(0,14)		0,14	(50,0)
Disponibilità per la vendita	**67,93**		**66,24**		**(1,69)**	**(2,5)**

Nel 2008 i volumi di gas approvvigionati dalla Divisione G&P (escluse le società partecipate) sono stati di 66,63 miliardi di metri cubi di gas naturale, in lieve flessione rispetto al 2007 (-0,09 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (58,63 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'88% del totale (87% nel 2007). Gli approvvigionamenti dall'estero, importati in Italia o venduti sui mercati esteri, sono aumentati di 0,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari all'1%, per effetto principalmente dei maggiori ritiri di gas: (i) dall'Algeria via pipeline (+1,07 miliardi di metri cubi); (ii) dai Paesi Bassi (+0,36 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Libia via GreenStream (+0,12 miliardi di metri cubi) per effetto degli accordi con gli importatori in Italia in base ai quali la Divisione G&P ha ritirato direttamente parte della produzione di gas dei giacimenti libici. Tali volumi sono stati in parte venduti agli stessi operatori in Italia. Tali aumenti sono stati in parte assorbiti dai minori ritiri: (i) dalla Russia (-0,97 miliardi di metri cubi), in relazione agli accordi con Gazprom che prevedono la riduzione dei prelievi Eni a fronte delle vendite dirette di Gazprom agli importatori italiani; (ii) dalla Norvegia (-0,31 miliardi di metri cubi); (iii) dai paesi esportatori di GNL (in particolare dall'Algeria, -0,26 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (8 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,65 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 7,5%, in particolare per effetto della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2008 le immissioni nette nel sistema di stoccaggio, sono state di 0,25 miliardi di metri cubi (contro 1,49 miliardi di metri cubi prelevati nel 2007) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,14 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 66,24 miliardi di metri cubi, con una flessione di 1,69 miliardi di metri cubi, pari al 2,5%, rispetto al 2007.

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con clausole *take-or-pay*, la durata residua media è pari a circa 21 anni. I contratti in essere assicureranno dal 2010 circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine trend sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia come evidenziato nell'ultimo trimestre del 2008, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di take-or-pay.

■ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2007	**2008**	**Variazione** assoluta	**Variazione** %
Grossisti	11,31	8,42	(2,89)	(25,6)
Gas release	2,37	3,28	0,91	38,4
PSV e borsa	*1,90*	*1,89*	*(0,01)*	*(0,5)*
Clienti finali	*34,43*	*33,61*	(0,82)	*(2,4)*
Industriali	12,53	10,50	(2,03)	(16,2)
Industriali	*11,59*	*9,47*	*(2,12)*	*(18,3)*
PMI e terziario	*0,94*	*1,03*	*0,09*	*9,6*
Termoelettrici	17,21	17,69	0,48	2,8
Residenziali	4,69	5,42	0,73	15,6
Italia	***50,01***	***47,20***	***(2,81)***	***(5,6)***
Resto d'Europa	***11,84***	***13,41***	***1,57***	***13,3***
Importatori in Italia	4,50	4,34	(0,16)	(3,6)
Mercati target	7,34	9,07	1,73	23,6
Totale vendite a terzi	**61,85**	**60,61**	**(1,24)**	**(2,0)**
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	**6,08**	**5,63**	**(0,45)**	**(7,4)**
	67,93	**66,24**	**(1,69)**	**(2,5)**

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 2008 le vendite di gas naturale a terzi (60,61 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,24 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 2%, per effetto essenzialmente della flessione dei consumi, connessa alla recessione economica, e della pressione competitiva.
In particolare le vendite di gas naturale in Italia (47,20 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2007 di 2,81 miliardi di metri cubi, pari al 5,6%, nonostante l'effetto climatico positivo registrato in particolare nel primo trimestre dell'anno. Le principali riduzioni hanno riguardato: i segmenti grossisti (-2,89 miliardi di metri cubi, pari al 25,6%) e industriale (-2,03 miliardi di metri cubi, pari al 16,2%) per effetto del calo della domanda, dell'azione della concorrenza e dell'esecuzione del programma di *gas release*[1] (+0,91 miliardi di metri cubi). Tali diminuzioni sono state compensate dall'incremento delle vendite ai clienti residenziali (+0,73 miliardi di metri cubi) a seguito delle temperature più rigide registrate in particolare nei primi mesi dell'anno e dall'incremento delle vendite ai termoelettrici (+0,48 miliardi di metri cubi).
Le vendite a importatori in Italia (4,34 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,16 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 3,6%, per la circostanza che nel 2007 una maggior parte di questi volumi venne sostituita con vendite dirette in Italia.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (9,07 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,73 miliardi di metri cubi, pari al 23,6%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in particolare sui mercati di: (i) Germania-Austria (+0,56 miliardi di metri cubi); (ii) Francia (+0,54 miliardi di metri cubi); (iii) Penisola Iberica (+0,25 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi[2] (5,63 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,45 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 7,4%.

(1) Si tratta di impegni presi a conclusione della procedura avviata dall'Autorità sull'utilizzo della capacità di rigassificazione del terminale di GNL di Panigaglia. Il programma di gas *release* prevede la cessione da parte di Eni di 4 miliardi di metri cubi in due anni con avvio 1° ottobre 2007.
(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

Divisione Refining & Marketing

Approvvigionamenti e commercializzazione

Nel 2008 sono state acquistate 26,42 milioni di tonnellate di petrolio (51,05 milioni nel 2007) quasi interamente dal settore Exploration & Production (26,08 milioni dal settore). La diminuzione degli acquisti *spot* (-7,39 milioni di tonnellate) e dei contratti a termine (-12,03 milioni di tonnellate) è dovuta essenzialmente al conferimento dell'attività di *trading* a Eni Trading & Shipping SpA avvenuta nell'ottobre 2007.

APPROVVIGGIONAMENTI DI GREGGI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Produzione Eni estero	27,43	**22,51**	(4,92)	(17,9)
Produzione Eni nazionale	3,86	**3,57**	(0,29)	(7,5)
Totale produzione Eni	**31,29**	**26,08**	**(5,21)**	**(16,7)**
Acquisti *spot*	7,59	**0,20**	(7,39)	(97,4)
Contratti a termine	12,17	**0,15**	(12,03)	(98,8)
	51,05	**26,42**	**(24,63)**	**(48,2)**

Raffinazione

Nel 2008, le lavorazioni in conto proprio (30,39 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 2 milioni di tonnellate rispetto al 2007 (32,45 milioni di tonnellate) in particolare sulle raffinerie di Taranto, Venezia e Gela per effetto principalmente delle fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel primo semestre.
Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,59 milioni di tonnellate (27,79 milioni nel 2007) in diminuzione di circa 2,20 milioni di tonnellate, pari al 7,9%.
Il 25,8% del petrolio lavorato (6,98 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (28,9% nel 2007).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,79	25,59	(2,20)	(7,9)
Lavorazioni in conto terzi	(1,76)	(1,37)	0,39	(22,2)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,42	6,17	(0,25)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	**32,45**	**30,39**	**(2,06)**	**(6,3)**
Consumi e perdite	(1,37)	(1,34)	0,03	(2,2)
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**31,08**	**29,05**	**(2,03)**	**(6,5)**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	7,52	6,05	(1,47)	(19,5)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,24)	(0,25)	(0,01)	4,2
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**38,36**	**34,85**	**(3,51)**	**(9,2)**

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Gasolio	11,91	11,21	(0,70)	(5,9)
Benzine	7,72	7,11	(0,61)	(7,9)
Olio Combustibile	4,53	3,98	(0,55)	(12,1)
Cherosene	1,17	1,25	0,08	6,8
Virgin nafta	1,70	1,85	0,15	8,8
Basi Lubrificanti	0,64	0,60	(0,04)	(6,3)
GPL	0,52	0,55	0,03	5,8
Altri	2,89	2,50	(0,39)	(13,5)
Totale	**31,08**	**29,05**	**(2,03)**	**(6,5)**

■ Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Rete	8,62	**8,81**	0,19	2,2
Extrarete	5,78	**11,15**	5,37	92,9
	14,40	**19,96**	**5,56**	**38,6**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	8,01	**5,70**	(2,31)	(28,8)
Altre vendite [a]	5,9	**5,55**	(0,35)	(5,9)
Petrolchimica	1,9	**1,69**	(0,21)	(11,1)
Vendite in Italia	**30,21**	**32,90**	**2,69**	**8,9**
Vendite a terzi estero	5,73	**1,00**	(4,73)	(82,5)
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,42	**0,95**	(1,47)	(60,7)
Vendite in Italia e all'estero	**38,36**	**34,85**	**(3,51)**	**(9,2)**

(a) Comprende le vendite a società petrolifere e trader.

Le vendite di prodotti petroliferi (34,85 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 3,51 milioni di tonnellate, pari al 9,2%, per effetto principalmente della costituzione di Eni Trading & Shipping SpA operativa dal 1° ottobre 2007.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,81 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 190 mila tonnellate, pari al 2,2%, per effetto principalmente delle azioni di *marketing* attuate (vendite in modalità "Iperself" e programmi di fidelizzazione) i cui effetti positivi sono stati in parte attenuati dal calo dei consumi nazionali.

La quota di mercato è in aumento di 1,4 punti percentuali, passando dal 29,2 al 30,6%; l'erogato medio a marchio Agip è aumentato di circa l'1% rispetto al 2007 (da 2.444 a 2.470 mila litri).

Al 31 dicembre 2008 la rete di distribuzione è costituita da 4.409 stazioni di servizio, di cui circa il 75% di proprietà, con un incremento di 19 unità rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (32 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 (19 unità) e dal mancato rinnovo di 1 concessione autostradale.

VENDITE SUL MERCATO RETE

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2007	**2008**	assoluta	%
Gasolio	5,25	**5,50**	0,25	4,8
Benzine	3,19	**3,11**	(0,08)	(2,5)
GPL	0,17	**0,19**	0,02	11,8
Lubrificanti	0,01	**0,01**	0,00	0,0
Totale	**8,62**	**8,81**	**0,19**	**2,2**
Numero stazioni di servizio	4.390	**4.409**	19	0,4

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (11,15 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 5,37 milioni di tonnellate rispetto al 2007, pari al 92,9%, a seguito principalmente della fusione di AgipFuel SpA operativa dal 1° Gennaio 2008. Nel 2007 le vendite a AgipFuel SpA erano comprese nelle vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA (5,04 milioni di tonnellate).

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 5,70 milioni di tonnellate (8,01 milioni nel 2007) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) a Eni Trading & Shipping SpA (3,55 milioni di tonnellate); (ii) alla Raffineria di Gela SpA (1,04 milioni di tonnellate).

Le altre vendite (5,55 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,35 milioni di tonnellate, pari al 6,1%, a seguito delle minori vendite ad altre società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (1,69 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 210 mila tonnellate, pari all'11,1%, in relazione al calo della domanda per effetto della recessione economica internazionale.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di euro)	2007	**2008**	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	500	**589**	89	17,8
Divisione Gas & Power	9	**9**	0	0,0
Divisione Refining & Marketing	741	**725**	(16)	(2,2)
Corporate	41	**50**	9	22,0
Investimenti tecnici	**1.291**	**1.373**	**82**	**6,4**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (589 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (456 milioni di euro; 391 nel 2007) e l'attività esplorativa (117 milioni di euro; 96 nel 2007).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Antares, Cervia, Emma, Fratello Nord, Giovanna, Hera-Lacinia e Luna); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo Annamaria; (iv) il completamento dello sviluppo di Cascina Cardana e Val D'Agri 1° fase.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente l'area della pianura padana e l'*offshore* siciliano. Sono stati perforati 3 pozzi tutti conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con i pozzi Cassiopea 1 dir e Argo 2 nell'*offshore* ibleo mineralizzati a gas e per i quali è stata presentata istanza di concessione di coltivazione.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente l'ultimazione del sistema di riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (725 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (508 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica e oleodotti (20 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (78 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (161 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (89 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (32 milioni di euro); (iii) il GPL (20 milioni di euro).

Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 112 milioni di euro (15% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (50 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

■ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 170 milioni di euro (121 milioni di euro nel 2007), di cui 84 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 36 alla Divisione Refining & Marketing e 50 alla Corporate.