

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'1,7%, l'1,1% e l'1,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2005, 2006 e 2007; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) 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 e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione 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 richiedere 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 alla fine 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 2005, 2006 e 2007.

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 31.12.2004	225	967	1.047	450	799	484	3.972	36
Acquisizioni	2		6		46	1	55	
Revisioni di precedenti stime	33	36	(47)	27	(73)	(15)	(39)	(9)
Miglioramenti di recupero		43	29		15		87	
Estensioni e nuove scoperte		26	14	21	14	2	77	
Produzione	(32)	(111)	(113)	(65)	(23)	(60)	(404)	(2)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2005	228	961	936	433	778	412	3.748	25
Acquisizioni								
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)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2007	215	878	725	345	753	211	3.127	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 31.12.2004	174	655	588	386	323	345	2.471	
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

(a) Include l'effetto della 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 18,52%.

(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 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 31.12.2004	108.124	182.114	48.922	58.089	60.157	60.172	517.578	4.442
Acquisizioni	1.797		226		397	5.869	8.289	
Revisioni di precedenti stime	4.506	(171)	(251)	(531)	(8.032)	(2.345)	(6.824)	(1.352)
Miglioramenti di recupero		324					324	
Estensioni e nuove scoperte	23	1.049	8.750	1.407		1.589	12.818	
Produzione	(10.348)	(10.108)	(1.977)	(6.193)	(2.277)	(5.691)	(36.594)	(558)
Cessioni								
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)
Miglioramenti di recupero								
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

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 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	56.586	31.823	297.364	
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

(a) I dati al 31 dicembre 2004, 2005, 2006 e 2007 comprendono rispettivamente, 20.875, 21.521, 21.341 e 21.222 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 18,52%.

(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 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 2005, 2006 e 2007 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, 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	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio ⁽¹⁾	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾
31.12.2005								
Entrate di cassa future	36.203	66.100	45.952	30.835	30.339	20.251	229.680	1.055
Costi futuri di produzione	(4.609)	(10.030)	(9.604)	(5.632)	(3.848)	(2.551)	(36.274)	(226)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.936)	(3.960)	(2.594)	(1.774)	(2.562)	(1.497)	(15.323)	(89)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	28.658	52.110	33.754	23.429	23.929	16.203	178.083	740
Imposte sul reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(6.973)	(5.124)	(81.012)	(187)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.768	29.366	12.698	8.204	16.956	11.079	97.071	553
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.643)	(12.095)	(4.122)	(2.155)	(11.934)	(3.771)	(41.720)	(182)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	11.125	17.271	8.576	6.049	5.022	7.308	55.351	371
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 sul 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 sul 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

(1) Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 18,52%.

(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 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 2005, 2006 e 2007.

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Valore all'inizio dell'esercizio società consolidate	36.901	55.351	43.227
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a società consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.880)	(21.739)	(20.979)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	33.372	4.097	34.999
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.527	3.629	3.982
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.654)	(6.964)	(4.000)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.865	3.558	4.682
- revisioni delle quantità stimate	47	383	(2.995)
- effetto dell'attualizzazione	6.573	9.489	7.968
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.327)	3.060	(17.916)
- acquisizioni di riserve	977	10	3.521
- cessioni di riserve		(1.252)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	8.950	(6.395)	513
Saldo aumenti (diminuzioni)	18.450	(12.124)	9.775
Valore alla fine dell'esercizio società consolidate	55.351	43.227	53.002
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società in <i>joint venture</i> e collegate	371	354	891

Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Marco Mangiagalli 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 2007.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2007 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 il bilancio consolidato al 31 dicembre 2007:

- a) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- b) redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board 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. n. 38/2005, a quanto consta, 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.

14 marzo 2008

/firma/ Paolo Scaroni

Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Marco Mangiagalli

Marco Mangiagalli
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



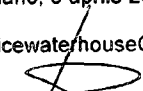
PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156
DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58**Agli Azionisti della
Eni SpA

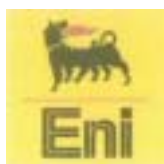
- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate ("Gruppo Eni") chiuso al 31 dicembre 2007. La responsabilità della redazione del bilancio 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 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.
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 3 maggio 2007.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2007 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 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, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Milano, 5 aprile 2008

PricewaterhouseCoopers SpA


Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

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. 051526511 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wührer 23 Tel. 0303897501 - Firenze 50129 Viale Milton 65 Tel. 055471747 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01028041 - Napoli 60121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 - Padova 35139 Via Vicenza 4 Tel. 049373481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - Roma 00184 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10129 Corso Montevergilio 37 Tel. 011556771 - Trento 38100 Via Graziosi 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 80 Tel. 0422689911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403460781 - Udine 33100 Via Poscchi 43 Tel. 043225769 - Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0456002551



RELAZIONI E BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENI S.P.A. 2007

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

☐ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2007 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 561 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione rispetto al 31 dicembre 2006 di 45 milioni di boe.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 50 milioni di boe è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (48 milioni di boe). La variazione delle riserve di petrolio e condensati pari a 5 milioni di barili è dovuta alla produzione dell'anno (23 milioni di barili) compensata dalla revisione in aumento di precedenti stime di 28 milioni di boe (Monte Alpi Enoc Unificato, Cerro Falcone, Vega).

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

		2006	2007	Variazione	
				assoluta	%
Gas naturale ^(a)	(milioni di boe)	430	380	(50)	(11,6)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	176	181	5	2,8
Idrocarburi	(milioni di boe)	606	561	(45)	(7,4)

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

☐ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2007 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 31 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 7.181 chilometri quadrati (8.202 chilometri quadrati al 31 dicembre 2006) e 116 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 11.583 chilometri quadrati (11.631 al 31 dicembre 2006). Le diminuzioni sono connesse al rilascio di permessi e concessioni.

☐ Produzioni

Nel 2007 la produzione di idrocarburi è stata di 71,0 milioni di boe (79,9 nel 2006) corrispondenti alla produzione giornaliera di 194.640 boe (218.956 nel 2006).

La produzione di gas naturale (7,9 miliardi di metri cubi) è diminuita di 1,2 miliardi di metri cubi, pari al 13,1 %, 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 (22,6 milioni di barili) è diminuita di 1,5 milioni di barili, pari al 6,4%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate), della fermata della produzione del campo di Aquila per interventi di adeguamento sull'impianto di produzione, della rideterminazione delle quote di partecipazione nella concessione Val d'Agri compensata dalla crescita produttiva rilevata nella stessa concessione.

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

	2006		2007		Variazione	
	(miliardi di metri cubi)	%			ass.	%
Produzione nazionale Divisione E&P	8,76	12,11	7,58	11,36	(1,18)	(13,47)
Acquisti Italia	1,45	2,00	1,07	1,60	(0,38)	(26,21)
Italia	10,21	14,11	8,65	12,96	(1,56)	(15,28)
Russia per l'Italia	21,3	29,44	18,79	28,16	(2,51)	(11,78)
Algeria	18,84	26,04	16,55	24,81	(2,29)	(12,15)
Paesi Bassi	10,28	14,21	7,74	11,60	(2,54)	(24,71)
Norvegia	5,92	8,18	5,78	8,66	(0,14)	(2,36)
Croazia	0,86	1,19	0,54	0,81	(0,32)	(37,21)
Algeria (GNL)	1,58	2,18	1,86	2,79	0,28	17,72
Altri (GNL)	1,57	2,17	2,32	3,48	0,75	47,77
Altri	0,73	1,01	0,71	1,06	(0,02)	(2,74)
Libia	1,07	1,48	3,78	5,67	2,71	253,27
Estero	62,15	85,89	58,07	87,04	(4,08)	(6,56)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI	72,36	100,00	66,72	100,00	(5,64)	(7,79)
(Immissioni) Prelievi da stoccaggio	(3,01)		1,49		4,50	(149,50)
Perdite di rete e differenze di misura	(0,27)		(0,28)		(0,01)	3,70
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	69,08		67,93		(1,15)	(1,66)

Nel 2007 i volumi di gas approvvigionati dalla Divisione G&P (escluse le società partecipate) sono stati di 66,72 miliardi di metri cubi di gas naturale con una riduzione di 5,64 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 7,8%. I volumi di gas approvvigionati dall'estero (58,07 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'87% del totale (85,9% nel 2006).

Gli approvvigionamenti dall'estero, importati in Italia o venduti sui mercati esteri, sono diminuiti di 4,08 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 6,6%, per effetto principalmente dei minori ritiri di gas: (i) dai Paesi Bassi (-2,54 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Russia (-2,51 miliardi di metri cubi), anche per effetto dell'implementazione degli accordi con Gazprom che prevedono l'ingresso di Gazprom nel mercato delle forniture agli importatori italiani e la corrispondente riduzione dei prelievi Eni; (iii) dall'Algeria via pipeline (-2,29 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti dalla Libia via GreenStream sono aumentati di 2,71 miliardi di metri cubi a seguito degli accordi con gli importatori in Italia in base ai quali la Divisione G&P ha ritirato direttamente la produzione di gas dei giacimenti libici. Tali volumi sono stati venduti agli stessi operatori in Italia.

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (8,65 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 15,3%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2007 i prelievi, al netto delle immissioni nel sistema di stoccaggio in Italia, Austria e Francia, sono stati di 1,49 miliardi di metri cubi (contro 3,01 miliardi di metri cubi immessi nel 2006) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,28 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 67,93 miliardi di metri cubi, con una flessione di 1,15 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%, rispetto al 2006.

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 22 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, 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)	Variazione			
	2006	2007	ass.	%
Grossisti	13,31	12,82	(0,49)	(3,68)
Gas release	2,00	2,37	0,37	18,50
Clienti finali	35,67	34,82	(0,85)	(2,38)
Industriali	13,10	11,59	(1,51)	(11,53)
Termoelettrici	16,67	17,21	0,54	3,24
Residenziali	5,90	6,02	0,12	2,03
Italia	50,98	50,01	(0,97)	(1,90)
Resto d'Europa	11,97	11,84	(0,13)	(1,09)
Totale vendite a terzi	62,95	61,85	(1,10)	(1,75)
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	6,13	6,08	(0,05)	(0,82)
VENDITE A TERZI E AUTOCONSUMI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	69,08	67,93	(1,15)	(1,66)

Nel 2007 le vendite di gas naturale a terzi (61,85 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,10 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari all'1,7%.

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia (50,01 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2006 di 0,97 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre dell'anno. Le principali riduzioni hanno riguardato: i segmenti grossisti (-0,49 miliardi di metri cubi, pari al 3,7%) e industriale (-1,51 miliardi di metri cubi, pari all'11,5%). Le vendite ai termoelettrici sono aumentate di 0,54 miliardi di metri cubi, pari al 3,2% rispetto al 2006. Le vendite per *gas release*¹ (2,37 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,37 miliardi di metri cubi.

Le vendite a importatori in Italia (4,50 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,81 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 38,4%, in relazione all'effetto climatico, ai minori prelievi di gas libico, nonché alla cessazione del contratto con Promgas.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (7,34 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,68 miliardi di metri cubi, pari al 57,5%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati: (i) in Spagna (1,68 miliardi di metri cubi); (ii) in Germania e in Austria (0,78 miliardi di metri cubi) in relazione alla crescita delle forniture a clienti grossisti e altri clienti industriali; (iii) in Francia (0,51 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali.

Gli autoconsumi² (6,08 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,05 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari all'1,7%.

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata da Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008. Nel marzo 2007 è stato concordato un nuovo programma di *gas release* per un volume complessivo di 4 miliardi di metri cubi da cedere al punto di scambio virtuale nei due anni termici del periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2009.

(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

■ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2007 sono state acquistate 51,05 milioni di tonnellate di petrolio (63,20 milioni nel 2006), di cui 31,29 milioni dal settore Exploration & Production³, 12,17 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 7,59 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 22% dall'Africa Occidentale, 20% dall'Africa Settentrionale, 10% dal Mare del Nord, 21% dai paesi dell'ex CSI, 17% dal Medio Oriente, 8% dall'Italia e 2% da altre aree. Sono state commercializzate 22,34 milioni di tonnellate di petrolio³ con una diminuzione di circa 11 milioni di tonnellate rispetto al 2006, pari al 32%. Sono state acquistate inoltre: (i) 7,59 milioni di tonnellate di prodotti (9,18 milioni nel 2006) destinati alla vendita sul mercato italiano (3,97 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (3,62 milioni di tonnellate); (ii) 3,59 milioni di tonnellate di semilavorati (3,18 milioni nel 2006) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGI

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione	
			assoluta	%
Produzione Eni estero	32,76	27,43	(5,33)	(16,3)
Produzione Eni nazionale	4,05	3,86	(0,19)	(4,7)
Totale produzione Eni	36,81	31,29	(5,52)	(15,0)
Acquisti <i>spot</i>	8,23	7,59	(0,64)	(7,8)
Contratti a termine	18,16	12,17	(5,99)	(33,0)
	63,20	51,05	(12,15)	(19,2)

■ Trasporto via mare

L'attività di trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stata effettuata con 35 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 204 navi noleggiate con contratti a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 18,7 milioni di tonnellate di petrolio, di cui 3,8 milioni per conto terzi e circa 12,4 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 3,9 milioni per conto terzi. La diminuzione dei volumi di petrolio movimentati rispetto al 2006 (in cui furono movimentate 27,8 milioni di tonnellate) è dovuta principalmente al conferimento dell'attività di *shipping* alla società Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1° ottobre 2007. I trasporti con l'utilizzo di navi *time charter* hanno riguardato 14,4 milioni di tonnellate di petrolio e 10 milioni di tonnellate di prodotti.

È rimasta intensa l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di mantenere elevato lo *standard* qualitativo. L'età media della flotta impiegata per i contratti internazionali è pari a 3 anni.

La gestione dell'attività di trasporto, nonostante uno scenario di riferimento caratterizzato da una forte volatilità, ha continuato a traghettare l'obiettivo del contenimento dei costi e della massimizzazione del risultato, facendo ricorso ai contratti di noleggio *time charter* con termini temporali più estesi e noli competitivi rispetto alle condizioni di mercato.

■ Raffinazione

Nel 2007, le lavorazioni in conto proprio (32,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 900 mila tonnellate a causa della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo a fine 2006. A struttura costante, le lavorazioni in Italia (32,45 milioni di tonnellate) sono aumentate di 500 mila tonnellate rispetto al 2006, pari all'1,5%, per effetto dei maggiori volumi processati sugli impianti di Livorno e Gela, in relazione a minori fermate.

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,79 milioni di tonnellate (27,17 milioni nel 2006) in aumento di circa 0,62 milioni di tonnellate, pari al 2,3%. Il 32,5% del petrolio lavorato (9,38 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (37,9% nel 2006).

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa i due terzi dell'intera produzione venduta di greggi e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società del settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per l'area geografica di produzione o per le loro caratteristiche non è economico utilizzare nelle proprie raffinerie.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione	
			assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,17	27,79	0,62	2,3
Lavorazioni in conto terzi	(1,53)	(1,76)	(0,23)	15,0
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	7,71	6,42	(1,29)	(16,7)
Lavorazioni in conto proprio	33,35	32,45	(0,90)	(2,7)
Consumi e perdite	(1,30)	(1,37)	(0,07)	5,4
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	32,05	31,08	(0,97)	(3,0)
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	9,13	7,52	(1,61)	(17,6)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,24)	0,01	(4,0)
Prodotti venduti in Italia e all'estero	40,93	38,36	(2,57)	(6,3)

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	12,44	11,91	(0,53)	(4,3)
Benzine	7,89	7,72	(0,17)	(2,2)
Olio combustibile	4,54	4,53	(0,01)	(0,2)
Cherosene	1,35	1,17	(0,18)	(13,3)
Virgin nafta	1,57	1,70	0,13	8,3
Basi lubrificanti	0,55	0,64	0,09	16,4
GPL	0,57	0,52	(0,05)	(8,8)
Altri	3,14	2,89	(0,25)	(8,0)
Totale	32,05	31,08	(0,97)	(3,0)

Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione	
			assoluta	%
Rete	8,66	8,62	(0,04)	(0,5)
Extrarete	5,91	5,78	(0,13)	(2,2)
	14,57	14,40	(0,17)	(1,2)
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	7,66	8,01	0,35	4,6
Altre vendite ^(a)	6,21	5,90	(0,31)	(5,0)
Petrochimica	2,58	1,90	(0,68)	(26,4)
Vendite in Italia	31,02	30,21	(0,81)	(2,6)
Vendite a terzi estero	6,62	5,73	(0,89)	(13,4)
Vendite a società del Gruppo all'estero	3,29	2,42	(0,87)	(26,4)
Vendite in Italia e all'estero	40,93	38,36	(2,57)	(6,3)

(a) Comprende le vendite a società petrolifere.

Le vendite di prodotti petroliferi (38,36 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 2,6 milioni di tonnellate, pari a circa il 6%, a seguito delle minori vendite all'estero (-1,75 milioni di tonnellate) per effetto della costituzione della società Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1° ottobre 2007, delle minori vendite nel settore petrolchimico (-0,68 milioni di tonnellate) per effetto della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo e della flessione delle vendite rete ed extrarete (complessivamente circa 0,17 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,62 milioni di tonnellate) sono diminuite di 39 mila tonnellate, pari allo 0,5%, per effetto principalmente del calo dei consumi nazionali.

La quota di mercato è in flessione di 0,1 punti percentuali, passando dal 29,3 al 29,2%; l'erogato medio a marchio Agip è diminuito dello 0,8% rispetto al 2006 (da 2.463 a 2.444 mila litri).

Al 31 dicembre 2007 la rete di distribuzione è costituita da 4.390 stazioni di servizio, di cui circa il 76% di proprietà, con un incremento di 34 unità rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto dell'apertura di nuove stazioni di servizio (26 unità), del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (23 unità) e di 13 impianti per i quali sono stati stipulati contratti di affitto di ramo d'azienda, parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (23 unità) e dal mancato rinnovo di 5 concessioni autostradali.

VENDITE SUL MERCATO RETE

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	5,09	5,25	0,16	3,1
Benzine	3,38	3,19	(0,19)	(5,6)
GPL	0,18	0,17	(0,01)	(5,6)
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	8,66	8,62	(0,04)	(0,5)
Numero stazioni di servizio	4.356	4.390	34	0,8

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (5,78 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 130 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 2,3%; la riduzione è dovuta alla minore domanda di olio combustibile per usi termoelettrici e alle condizioni climatiche eccezionalmente miti che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio e in misura minore GPL) nel primo trimestre dell'anno, nonché alla pressione competitiva; tali riduzioni sono state solo in parte compensate dalle maggiori vendite di cherosene in linea con la crescita della domanda nel settore avio.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 8,01 milioni di tonnellate (7,66 milioni nel 2006) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (5,04 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla Raffineria di Gela SpA (1,37 milioni di tonnellate); (iii) a Eni Trading & Shipping SpA (1,37 mila tonnellate). Le altre vendite (5,90 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,3 milioni di tonnellate, pari al 4,5%, a seguito delle minori vendite ad altre società petrolifere e ai trader.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (1,9 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,68 milioni di tonnellate, pari al 26,5%, in relazione alla cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di Priolo a fine 2006.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione	
			assoluta	%
Divisione Exploration & Production	583	500	(83)	(14,0)
Divisione Gas & Power	10	9	(1)	(10,0)
Divisione Refining & Marketing	463	741	278	60,0
Corporate	35	41	6	17,0
Investimenti tecnici	1.091	1.291	200	18,0

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (500 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (391 milioni di euro; 326 nel 2006) e l'attività esplorativa (96 milioni di euro; 106 nel 2006).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Cervia, Barbara A, Bonaccia ed Emma); (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 e Miglianico; (iv) il completamento dello sviluppo dei giacimenti Tea/Arnica/Lavanda e dell'area sud-est del campo di Candela.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente le aree padano-appenniniche, l'*offshore* siciliano e l'*offshore* adriatico. Sono stati perforati 6 pozzi di cui 5 conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con il pozzo Colle Sciarra-1 in Abruzzo mineralizzato a gas per il quale è stata presentata istanza di concessione di coltivazione.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente la fase realizzativa di un sistema di riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (741 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (526 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 (23 milioni di euro) e gli 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 (143 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (80 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (20 milioni di euro); (iii) il GPL (26 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 141 milioni di euro (20% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (41 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.