36 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2006									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	27.173	28.368	38.210	6.823	6.979	823	1.174		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.445)	(751)	(1.300)	(667)	(771)	(520)	(991)		
Ricavi da terzi	8.728	27.617	36.910	6.156	6.208	303	183		86.105
Risultato operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	153	197	264	30	(13)	236	(100)		767
Ammortamenti e svalutazioni	4.776	738	447	174	196	28	71	(9)	6.421
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	28	509	194	2	66	(4)			795
Attività direttamente attribuibili [b]	29.720	23.500	11.359	2.984	6.362	344	1.023	(666)	74.626
Attività non direttamente attribuibili									13.686
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	258	2.214	874	11	483	46			3.886
Passività direttamente attribuibili [c]	9.119	5.284	4.712	806	3.869	1.940	1.619		27.349
Passività non direttamente attribuibili									19.764
Investimenti in attività materiali e immateriali	5.203	1.174	645	99	591	72	88	(39)	7.833
2007									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	27.278	27.633	36.401	6.934	8.678	205	1.313		
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.475)	(760)	(1.276)	(363)	(1.182)	(31)	(1.099)		
Ricavi da terzi	10.803	26.873	35.125	6.571	7.496	174	214		87.256
Risultato operativo	13.788	4.127	729	74	837	(444)	(217)	(26)	18.868
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	5	37	256	15	11	264	3		591
Ammortamenti e svalutazioni	5.626	687	491	116	248	10	68	(10)	7.236
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	23	449	216		79	6			773
Attività direttamente attribuibili [b]	33.435	24.530	13.767	3.427	8.017	275	854	(692)	83.613
Attività non direttamente attribuibili									17.847
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.926	2.152	1.267	15	230	49			5.639
Passività direttamente attribuibili [c]	11.480	5.390	5.420	939	4.349	1.827	1.380		30.785
Passività non direttamente attribuibili									27.808
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.625	1.366	979	145	1.410	59	108	(99)	10.593

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2008									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	33.318	36.936	45.083	6.303	9.176	185	1.331	75	
a dedurre: ricavi infrasettori	(19.067)	(873)	(1.496)	(398)	(1.219)	(29)	(1.177)		
Ricavi da terzi	14.251	36.063	43.587	5.905	7.957	156	154	75	108.148
Risultato operativo	16.415	3.933	(1.023)	(822)	1.045	(346)	(686)	125	18.641
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	155	237	206	2	36	99	165		900
Ammortamenti e svalutazioni	7.542	744	729	395	335	8	76	(14)	9.815
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	(9)	43	4			640
Attività direttamente attribuibili [b]	41.989	31.894	11.081	2.629	10.630	362	789	(641)	98.733
Attività non direttamente attribuibili									17.857
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.787	2.249	1.227	25	130	53			5.471
Passività direttamente attribuibili [c]	11.030	11.212	4.481	664	6.177	1.638	1.780	(75)	36.907
Passività non direttamente attribuibili									31.173
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.545	1.794	965	212	2.027	52	95	(128)	14.562

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2006								
Attività direttamente attribuibili [a]	37.339	10.037	3.200	2.987	6.341	14.190	532	74.626
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.529	713	436	572	1.032	2.419	132	7.833
2007								
Attività direttamente attribuibili [a]	39.742	11.071	3.917	6.260	6.733	15.368	522	83.613
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.246	1.246	469	1.004	1.253	3.152	223	10.593
2008								
Attività direttamente attribuibili [a]	40.432	15.065	3.561	6.149	10.561	22.044	921	98.733
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.674	1.660	582	1.240	1.777	5.153	476	14.562

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Italia	36.343	37.346	42.909
Resto dell'Unione Europea	23.949	23.074	29.341
Resto dell'Europa	6.975	5.507	7.125
Americhe	6.250	6.447	7.218
Asia	5.595	5.840	8.916
Africa	5.949	8.010	12.331
Altre aree	1.044	1.032	308
	86.105	**87.256**	**108.148**

37 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel proseguo;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;

c) i rapporti intrattenuti con le società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a 13, 18 e 13 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2006, nel 2007 e nel 2008. Al 31 dicembre 2008 sono in essere crediti per 4 milioni di euro e debiti per 8 milioni di euro.

d) i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (a) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation riguarda l'onere di 200 milioni di euro relativo al "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex. Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 e il debito di 100 milioni di euro relativo al contributo non ancora versato. I rapporti negli esercizi precedenti sono di ammontare non significativo; (b) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008" che si considera parte integrante delle presenti note.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008 è la seguente:

Esercizio 2006

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006			
				Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	7	40	80		88	1	1
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	22			64	1	1
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10					96	
Blue Stream Pipeline Co BV	34	19			193		1
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	11					113	
CAM Petroli Srl	103					310	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	87	87	5.654	16	2		304
Charville - Consultores e Serviços Lda	7		85			4	11
Eni Oil Co Ltd	5	96			59		
Fox Energy SpA	35					125	
Gasversorgung Süddeutschland Gmbh	14				1	123	19
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	19					54	
Karachaganak Petroleum Operating BV	23	70		29	129		7
Mangrove Gas Netherlands BV		1	52				
Mellitah Oil & Gas BV	28	90		7	72	8	2
Petrobel Belayim Petroleum Co		3			181		
Promgas SpA	44	39		375		419	
Raffineria di Milazzo ScpA	9	12			237	109	
Rodano Consortile Scarl	3	14			54		1
RPCO Enterprices Ltd	13		104				12
Supermetanol CA		13		91			
Super Octanos CA		13		257			
Trans Austria Gasleitung GmbH	7	78		53	138		56
Transitgas AG		8			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		7			80		
Unión Fenosa Gas SA	1	7	61	93	7		
Altre (*)	72	169	168	75	188	119	66
	533	**788**	**6.204**	**996**	**1.557**	**1.482**	**481**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	27	132		18	16		57
Eni BTC Ltd			185				
Eni Timor Leste SpA			102				
Altre (*)	20	30	8	1	4	8	4
	47	**162**	**295**	**19**	**20**	**8**	**61**
	580	**950**	**6.499**	**1.015**	**1.577**	**1.490**	**542**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	12					354	
Gruppo Enel	162	42		47	33	1.068	383
Altre imprese a partecipazione statale (*)	42	29		4	44	136	1
	216	**71**		**51**	**77**	**1.558**	**384**
	796	**1.021**	**6.499**	**1.066**	**1.654**	**3.048**	**926**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2007

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007			
				Costi		Ricavi	
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	6	43	121		108		3
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	11					86	
Blue Stream Pipeline Co BV	19				183		1
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	18					106	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	84	70	5.870				263
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	1	1	64		1		1
Eni Oil Co Ltd	7	60			141	1	
Fox Energy SpA	49					139	
Gasversorgung Süddeutschland Gmbh	54					195	4
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	26					50	
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	102		24	301		7
Mellitah Oil & Gas BV	10	137			105	1	6
OOO "EniNeftegaz"	215						1
Petrobel Belayim Petroleum Co		60			211		
Raffineria di Milazzo ScpA	17	21			245	118	5
Supermetanol CA		11		78			1
Super Octanos CA		18		201			1
Trans Austria Gasleitung GmbH	6	80		43	147		47
Transitgas AG		8			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		6			70		1
Unión Fenosa Gas SA	1		61			193	
Altre (*)	120	127	56	76	374	122	118
	687	**744**	**6.172**	**422**	**1.950**	**1.011**	**459**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	49	111		11	534		52
Eni BTC Ltd			138				1
Altre (*)	23	8	11	2	18	5	18
	72	**119**	**149**	**13**	**552**	**5**	**71**
	759	**863**	**6.321**	**435**	**2.502**	**1.016**	**530**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	4					363	1
Gruppo Enel	384	8			245	894	408
GSE- Gestore Servizi Elettrici	124	63		239	37	870	7
Terna SpA	19	69		106	105		31
Altre imprese a partecipazione statale (*)	45	79		19	89	75	3
	576	**219**		**364**	**476**	**2.202**	**450**
	1.335	**1.082**	**6.321**	**799**	**2.978**	**3.218**	**980**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

	31.12.2008			2008					
				Costi			Ricavi		
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese a controllo congiunto e collegate									
Agiba Petroleum Co		11			60				
Altergaz SA	30						135		
ASG Scarl	2	25	49		57				
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	3	4	1	6	62		4		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	5						98		
Blue Stream Pipeline Co BV	23	17			171			1	
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12						175		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	95	37	6.001		17	3		397	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	4	1	64		1			1	
Eni Oil Co Ltd	9	28			660			6	
Fox Energy SpA	37			2			329	1	
FPSO Mystras Produção de Petròleo Lda				94		10			
Gasversorgung Süddeutschland Gmbh	64						337	18	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20						111		
InAgip doo	24	45			116		3	35	
Karachaganak Petroleum Operating BV	72	207		874	380	25		12	
Mellitah Oil & Gas BV	10	121			329		2	4	
Petrobel Belayim Petroleum Co		77			181				
Raffineria di Milazzo ScpA	11	4			276		135	3	
Saipon Snc	4		58					12	
Super Octanos CA		24		286					
Supermetanol CA		5		90					
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78		60	153			64	
Transitgas AG		5			1	64			
Unión Fenosa Gas SA	1	25	62	25			257	1	
Altre (*)	231	115	18	36	319	46	71	129	8
	665	**829**	**6.253**	**1.473**	**2.783**	**148**	**1.657**	**684**	**8**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento									
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	166			720	11	1	367	10
Eni BTC Ltd			146						
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	4	6	4
	166	**184**	**150**	**2**	**740**	**13**	**5**	**373**	**14**
	831	**1.013**	**6.403**	**1.475**	**3.523**	**161**	**1.662**	**1.057**	**22**
Imprese possedute o controllate dallo Stato									
Gruppo Alitalia	4						417	2	
Gruppo Enel	153	12		13	223		941	380	
Gruppo Ferrovie dello Stato	19	7			27	1	57		
GSE- Gestore Servizi Elettrici	92	63		315		79	347	16	6
Terna SpA	33	35		14	128		12	83	10
Altre imprese a partecipazione statale (*)	28	72		33	88	5	72	2	1
	329	**189**		**375**	**466**	**85**	**1.846**	**483**	**17**
	1.160	**1.202**	**6.403**	**1.850**	**3.989**	**246**	**3.508**	**1.540**	**39**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernahard Rosa Inh. Ingeborg Plöechinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Fox Energy SpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di una nave FPSO dalla FPSO Mystras – Produção de Petròleo Lda;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, dalla Trans Austria Gasleitung GmbH e dalla Transitgas AG;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e il riaddebito dei costi di competenza Eni per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Agiba Petroleum Co, Eni Oil Co Ltd, InAgip doo, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, la vendita di greggi; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la vendita di gas naturale alla Altergaz SA e alla Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Supermetanol CA e Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano:
- la vendita di prodotti petroliferi con il Gruppo Alitalia e il Gruppo Ferrovie dello Stato;
- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- la compravendita e il trasporto di energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale con Terna SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008 è la seguente:

Esercizio 2006

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		3	794	4	26
Raffineria di Milazzo ScpA			57		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			323		
Trans Austria Gasleitung GmbH	41				6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	147				11
Altre (*)	88	81	39	13	11
	276	**84**	**1.213**	**17**	**54**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	95	25	2	1	4
	95	**25**	**2**	**1**	**4**
	371	**109**	**1.215**	**18**	**58**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2007

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Strumenti derivati
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Blue Stream Pipeline Co BV		1	711		20	
Raffineria di Milazzo ScpA			60			
Trans Austria Gasleitung GmbH	65				3	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	97				9	
Altre (*)	108	120	52	19	11	
	270	**121**	**823**	**19**	**43**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	114	26	1	1	6	
	114	**26**	**1**	**1**	**6**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
GSE - Gestore Servizi Elettrici						10
						10
	384	**147**	**824**	**20**	**49**	**10**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2008

(milioni di euro)

	31.12.2008			2008		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Strumenti derivati
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	131					
Blue Stream Pipeline Co BV			752		14	
PetroSucre SA	153					
Raffineria di Milazzo ScpA			70			
Trans Austria Gasleitung GmbH	186				7	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				6	
Altre (*)	123	124	27	16	9	
	696	**124**	**849**	**16**	**36**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	115	38	1	1	6	
	115	**38**	**1**	**1**	**6**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
GSE - Gestore Servizi Elettrici						58
						58
	811	**162**	**850**	**17**	**42**	**58**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse della società Blue Stream Pipeline Co BV e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse delle società Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH;
- il credito verso PetroSucre SA a seguito del conferimento delle attività di Corocoro in corso di definizione nella nuova impresa mista;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

I rapporti più significativi con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano:
- il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE – Gestione Servizi Elettrici.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

	31.12.2006			31.12.2007			31.12.2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	18.799	1.027	5,46	20.676	1.616	7,82	22.222	1.539	6,93
Altre attività correnti	855	4	0,47	1.080			2.349	59	2,51
Altre attività finanziarie non correnti	805	136	16,89	923	87	9,43	1.134	356	31,39
Altre attività non correnti	994			1.110	16	1,44	1.401	21	1,50
Passività finanziarie a breve termine	3.400	92	2,71	7.763	131	1,69	6.359	153	2,41
Debiti commerciali e altri debiti	15.995	961	6,01	17.116	1.021	5,97	20.515	1.253	6,11
Altre passività correnti	634	4	0,63	1.556	4	0,26	4.319	4	0,09
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	8.299	17	0,20	12.067	16	0,13	14.478	9	0,06
Altre passività non correnti	418	56	13,40	2.031	57	2,81	2.538	53	2,09

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2006			2007			2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	86.105	3.974	4,62	87.256	4.198	4,81	108.148	5.048	4,67
Altri ricavi e proventi	783		..	827		..	720	39	5,42
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	57.490	2.720	4,73	58.179	3.777	6,49	76.408	6.298	8,24
Proventi finanziari	3.749	58	1,55	4.445	49	1,10	7.985	42	0,53
Oneri finanziari	(3.971)	(18)	0,45	(4.554)	(20)	0,44	(8.198)	(17)	0,21
Strumenti derivati	383		..	26	10	38,46	(551)	58	..

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Ricavi e proventi	3.974	4.198	5.087
Costi e oneri	(2.720)	(3.777)	(6.298)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	162	(492)	351
Dividendi e interessi	790	620	798
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**2.206**	**549**	**(62)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(733)	(779)	(2.022)
Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni	(20)	8	
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	(276)	(8)	27
Variazione crediti finanziari	343	(43)	397
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(686)**	**(822)**	**(1.598)**
Variazione debiti finanziari	(57)	20	14
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(57)**	**20**	**14**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**1.463**	**(253)**	**(1.646)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2006			2007			2008		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	17.001	2.206	12,98	15.517	549	3,54	21.801	(62)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(7.051)	(686)	9,73	(20.097)	(822)	4,09	(16.958)	(1.598)	9,42
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(7.097)	(57)	0,80	2.909	20	0,69	(5.025)	14	..

38 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi (oneri) non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007	2008
Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR		83	
Sanzioni *antitrust*	(184)	(130)	(21)
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	(55)	39	
	(239)	**(8)**	**(21)**

Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato dell'esercizio 2007 di 83 milioni di euro è connesso all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi. Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2007 di 130 milioni di euro riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie.
Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2006 riguardano: (i) la sanzione amministrativa comminata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in relazione all'istruttoria sul *jet fuel* (109 milioni di euro); (ii) le indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri (75 milioni di euro). Le sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riguardano le sanzioni amministrative comminate a seguito dell'istruttoria avviata in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro) e dell'istruttoria avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro).

39 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2006, 2007 e nel 2008 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

■ Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "*International Financial Reporting Standards*" (IFRS), sono presentate in accordo con lo *Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities"*. Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
31.12.2007								
Attività relative a riserve certe	10.571	8.118	8.506	8.672	1.447	7.718	**45.032**	790
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	120	1.030	330	35	2.582	**4.129**	1.089
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	279	1.125	443	16	41	59	**1.963**	10
Immobilizzazioni in corso	726	562	1.078	75	1.852	808	**5.101**	112
Costi capitalizzati lordi	**11.608**	**9.925**	**11.057**	**9.093**	**3.375**	**11.167**	**56.225**	**2.001**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.440)	(4.960)	(5.340)	(5.670)	(445)	(4.909)	**(28.764)**	(345)
Costi capitalizzati netti [a] [b]	**4.168**	**4.965**	**5.717**	**3.423**	**2.930**	**6.258**	**27.461**	**1.656**
31.12.2008								
Attività relative a riserve certe	10.772	10.116	11.368	7.499	2.130	8.954	**50.839**	813
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	638	2.267	316	1.051	2.908	**7.212**	928
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	283	1.205	520	16	51	71	**2.146**	14
Immobilizzazioni in corso	1.374	1.006	1.443	159	2.631	1.797	**8.410**	267
Costi capitalizzati lordi	**12.461**	**12.965**	**15.598**	**7.990**	**5.863**	**13.730**	**68.607**	**2.022**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.943)	(6.318)	(7.027)	(5.132)	(858)	(6.932)	**(34.210)**	(441)
Costi capitalizzati netti [a] [b]	**4.518**	**6.647**	**8.571**	**2.858**	**5.005**	**6.798**	**34.397**	**1.581**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 441 milioni di euro nel 2007 e per 537 milioni di euro nel 2008.
(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 2.547 milioni di euro nel 2007 e 3.308 milioni di euro nel 2008 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 94 milioni di euro nel 2007 e 48 milioni di euro nel 2008.
(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti 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%.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
2006								
Acquisizioni di riserve certe	139	10					**149**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili						3	**3**	
Costi di ricerca	128	270	471	174	25	280	**1.348**	26
Costi di sviluppo [a]	1.120	892	956	478	595	766	**4.807**	31
Totale costi sostenuti	**1.387**	**1.172**	**1.427**	**652**	**620**	**1.049**	**6.307**	**57**
2007								
Acquisizioni di riserve certe [b]		11	451			1.395	**1.857**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [b]			510			1.417	**1.927**	1.086
Costi di ricerca [b]	104	380	298	193	36	1.181	**2.192**	42
Costi di sviluppo [a][b]	320	1.047	1.425	518	744	1.185	**5.239**	156
Totale costi sostenuti	**424**	**1.438**	**2.684**	**711**	**780**	**5.178**	**11.215**	**1.471**
2008								
Acquisizioni di riserve certe [b]		626	413		173	83	**1.295**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [b]		384	655	33	647		**1.719**	
Costi di ricerca [b]	135	421	581	214	144	719	**2.214**	48
Costi di sviluppo [a][b]	644	1.388	1.884	850	1.208	1.593	**7.567**	163
Totale costi sostenuti	**779**	**2.819**	**3.533**	**1.097**	**2.172**	**2.395**	**12.795**	**211**

(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 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%.
(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 1.170 milioni di euro nel 2006, per 173 milioni di euro nel 2007 e per 628 milioni di euro nel 2008 per le società consolidate e per 16 milioni di euro per *joint venture* e collegate.
(b) Di cui aggregazioni aziendali:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate
2007								
Acquisizioni di riserve certe			451			1.395	**1.846**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			510			1.334	**1.844**	1.086
Costi di ricerca			59			474	**533**	
Costi di sviluppo			10			345	**355**	101
Totale			**1.030**			**3.548**	**4.578**	**1.374**
2008								
Acquisizioni di riserve certe			298		173	83	**554**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		384	560	33	647		**1.624**	
Costi di ricerca		23	115		116	42	**296**	
Costi di sviluppo		132	4	52	156	77	**421**	
Totale		**539**	**977**	**85**	**1.092**	**202**	**2.895**	

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement* (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di *Profit oil*.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano 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]
2006								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.601	4.185	4.817	3.295	261	712	**16.871**	
- vendite a terzi	184	3.012	967	983	721	1.873	**7.740**	120
Totale ricavi	**3.785**	**7.197**	**5.784**	**4.278**	**982**	**2.585**	**24.611**	**120**
Costi operativi	(249)	(496)	(475)	(481)	(147)	(191)	**(2.039)**	(18)
Imposte sulla produzione	(181)	(95)	(475)			(82)	**(833)**	(3)
Costi di ricerca	(137)	(273)	(186)	(160)	(25)	(293)	**(1.074)**	(26)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(457)	(795)	(737)	(684)	(80)	(895)	**(3.648)**	(43)
Altri (oneri) proventi	(315)	(569)	(190)	57	(89)	(283)	**(1.389)**	8
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.446**	**4.969**	**3.721**	**3.010**	**641**	**841**	**15.628**	**38**
Imposte sul risultato	(909)	(2.980)	(2.133)	(1.840)	(223)	(381)	**(8.466)**	(31)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.537**	**1.989**	**1.588**	**1.170**	**418**	**460**	**7.162**	**7**
2007								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.171	3.000	4.439	3.125	296	512	**14.543**	
- vendite a terzi	163	4.793	693	755	833	2.260	**9.497**	176
Totale ricavi	**3.334**	**7.793**	**5.132**	**3.880**	**1.129**	**2.772**	**24.040**	**176**
Costi operativi	(248)	(542)	(499)	(579)	(142)	(271)	**(2.281)**	(27)
Imposte sulla produzione	(188)	(91)	(473)			(28)	**(780)**	(6)
Costi di ricerca	(108)	(385)	(291)	(193)	(36)	(764)	**(1.777)**	(42)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(499)	(768)	(685)	(729)	(76)	(989)	**(3.746)**	(51)
Altri (oneri) proventi	(283)	(627)	(297)	(45)	(72)	(243)	**(1.567)**	(18)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.008**	**5.380**	**2.887**	**2.334**	**803**	**477**	**13.889**	**32**
Imposte sul risultato	(746)	(3.102)	(1.820)	(1.419)	(284)	(241)	**(7.612)**	(49)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.262**	**2.278**	**1.067**	**915**	**519**	**236**	**6.277**	**(17)**
2008								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.956	2.622	5.013	3.691	360	629	**16.271**	
- vendite a terzi	126	7.286	1.471	121	1.288	2.928	**13.220**	265
Totale ricavi	**4.082**	**9.908**	**6.484**	**3.812**	**1.648**	**3.557**	**29.491**	**265**
Costi operativi	(260)	(528)	(609)	(515)	(173)	(326)	**(2.411)**	(34)
Imposte sulla produzione	(195)	(32)	(616)			(35)	**(878)**	(53)
Costi di ricerca	(135)	(425)	(529)	(215)	(57)	(697)	**(2.058)**	(48)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(551)	(1.120)	(1.115)	(782)	(331)	(1.490)	**(5.389)**	(84)
Altri (oneri) proventi	(420)	(936)	(279)	(63)	(286)	(270)	**(2.254)**	(15)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.521**	**6.867**	**3.336**	**2.237**	**801**	**739**	**16.501**	**31**
Imposte sul risultato	(924)	(4.170)	(2.262)	(1.581)	(315)	(435)	**(9.687)**	(49)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.597**	**2.697**	**1.074**	**656**	**486**	**304**	**6.814**	**(18)**

(a) Include svalutazioni di attività per 130 milioni di euro nel 2006, per 91 milioni di euro nel 2007 e per 770 milioni di euro nel 2008.
(b) L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 220 milioni di euro nel 2006, 438 milioni di euro nel 2007 e 408 milioni di euro nel 2008 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 15 milioni di euro nel 2006, 26 milioni di euro nel 2007 e nessuna variazione nel 2008.
(1) Il risultato delle attività di esplorazione e produzione di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 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%.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.
Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti.
Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.
Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla *U.S. Securities and Exchange Commission* nella *Rule 4-10 of Regulation S-X*; le riserve certe sono rappresentate in base allo *Statement of Financial Accounting Standard n. 69*. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti tra i più qualificati sul mercato una valutazione[1] delle proprie riserve certe di idrocarburi. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre fornite i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermano nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il *management* sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esista la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui la valutazione degli ingegneri indipendenti risulti inferiore alle determinazioni interne, Eni rivede le proprie stime sulla base delle indicazioni fornite dai certificatori indipendenti. In particolare nel 2008 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,5 miliardi di boe, pari a circa il 22% delle riserve al 31 dicembre 2008. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2006-2008 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2008 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono: Bouri e Bu Attifel (Libia), Barbara (Italia), M'Boundi (Congo) ed Elgin Franklin (Regno Unito).

(1) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton, e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott Company.

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement* (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (*Cost oil*) e del *Profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 53%, il 46% e il 54% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e 2008. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e il 2008.

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'1,1%, l'1,8% e lo 0,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e il 2008; (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 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 2006, 2007 e 2008.