L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 12 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Plusvalenze da cessioni	179	25	301
Dividendi	33	98	170
Minusvalenze da cessioni	(8)	(7)	(1)
Altri proventi (oneri) netti	(27)	(8)	
	177	**108**	**470**

Le plusvalenze da cessioni di 301 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Haldor Topsøe AS (265 milioni di euro) e della Camom SA (25 milioni di euro). Le plusvalenze da cessioni relative al 2006 di 25 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Fiorentina Gas SpA e della Toscana Gas SpA (16 milioni di euro). Le plusvalenze da cessioni relative al 2005 di 179 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro).
I dividendi di 170 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG (131 milioni di euro) e la Saudi European Petrochemical Company - IBN ZAHR (19 milioni di euro).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.872	2.007	2.380
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.116	6.740	6.695
- imprese estere	373	529	482
	7.361	**9.276**	**9.557**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(34)		
	7.327	**9.276**	**9.557**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	334	230	(582)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	464	1.095	246
- imprese estere	3	(33)	(2)
	801	**1.292**	**(338)**
	8.128	**10.568**	**9.219**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 2.380 milioni di euro riguardano l'IRES per 1.964 milioni di euro, l'IRAP per 346 milioni di euro e imposte estere per 70 milioni di euro.
L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 46,0% (46,8 e 51,8% rispettivamente nel 2005 e nel 2006) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 37,9% (38,1% e 37,9% rispettivamente nel 2005 e nel 2006) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana fino all'esercizio 2007 del 33% (IRES) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (IRAP) al valore netto della produzione. A partire dall'esercizio 2008 le aliquote IRES e IRAP sono state ridotte rispettivamente al 27,5% e al 3,9%.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2005	2006	2007
Aliquota teorica	**38,1**	**37,9**	**37,9**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	8,8	13,6	10,2
- riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane			(2,0)
- differenze permanenti e altre motivazioni	(0,1)	0,3	(0,1)
	8,7	**13,9**	**8,1**
	46,8	**51,8**	**46,0**

La "maggiore incidenza fiscale delle imprese estere" riguarda il settore Exploration & Production per 15 punti percentuali (12,7 punti percentuali e 17,2 punti percentuali rispettivamente nel 2005 e nel 2006). La "maggiore incidenza fiscale delle imprese estere" del settore Exploration & Production nel 2006 (4,5 punti percentuali) comprende gli effetti derivanti dall'applicazione della *windfall tax* introdotta dal Governo dell'Algeria con efficacia 1° agosto 2006 (1,6 punti percentuali) e di un *supplemental tax rate* introdotto da parte del Governo del Regno Unito sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (1,0 punti percentuali).
Il "riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane" riguarda gli effetti fiscali differiti conseguenti: (i) all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e di altre attività ai maggiori valori di libro (773 milioni di euro) mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva (325 milioni di euro); (ii) alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (IRES dal 33% al 27,5% e IRAP dal 4,25% al 3,9%; 54 milioni di euro).
Le "differenze permanenti e altre motivazioni" relative all'esercizio 2006 comprendono l'effetto relativo all'indeducibilità dal reddito imponibile dello stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità antitrust e di regolamentazione (0,4 punti percentuali). Le differenze permanenti e altre motivazioni relative all'esercizio 2005 comprendono l'effetto relativo all'indeducibilità dal reddito imponibile dell'accantonamento ai fondi per rischi e oneri della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a Eni SpA (0,6 punti percentuali).

34 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.758.519.603, di 3.698.201.896 e di 3.668.305.807 rispettivamente negli esercizi 2005, 2006 e 2007.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.
Al 31 dicembre 2005, 2006 e 2007 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.763.375.140, di 3.701.262.557 e di 3.669.172.762 rispettivamente negli esercizi 2005, 2006 e 2007.
La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

		2005	2006	2007
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.758.519.603**	**3.698.201.896**	**3.668.305.807**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock grant*		2.268.265	1.070.676	302.092
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock option*		2.587.272	1.989.985	564.863
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.763.375.140**	**3.701.262.557**	**3.669.172.762**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	**8.788**	**9.217**	**10.011**
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	**2,34**	**2,49**	**2,73**
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	**2,34**	**2,49**	**2,73**

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività [3]

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totale
2005									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	22.531	22.969	33.732	6.255	5.733	863	1.239		
a dedurre: ricavi infrasettori	(14.761)	(572)	(1.092)	(683)	(925)	(546)	(1.015)		
Ricavi da terzi	7.770	22.397	32.640	5.572	4.808	317	224		73.728
Risultato operativo	12.592	3.321	1.857	202	307	(934)	(377)	(141)	16.827
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	50	703	420	47	32	284	107		1.643
Ammortamenti e svalutazioni	4.101	685	467	147	180	91	114	(4)	5.781
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	14	359	221	3	140				737
Attività direttamente attribuibili [b]	29.010	21.928	11.787	2.905	5.248	438	1.523	(534)	72.305
Attività non direttamente attribuibili									11.545
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	292	2.155	936	19	457	31			3.890
Passività direttamente attribuibili [c]	6.785	5.097	4.542	702	3.204	2.070	2.131		24.531
Passività non direttamente attribuibili									20.102
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.965	1.152	656	112	349	48	132		7.414
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

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

(3) Le informazioni per settore di attività relative all'esercizio 2005 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totale
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.

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
2005								
Attività direttamente attribuibili [a]	38.229	8.768	3.085	2.670	5.864	13.445	244	72.305
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.442	545	415	507	1.181	2.233	91	7.414
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

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Italia	32.846	36.343	37.346
Resto dell'Unione Europea	19.601	23.949	23.074
Resto dell'Europa	5.123	6.975	5.507
Americhe	6.103	6.250	6.447
Asia	4.399	5.595	5.840
Africa	5.259	5.949	8.010
Altre aree	397	1.044	1.032
	73.728	**86.105**	**87.256**

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre imprese possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese di Eni.
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 2007" che si considera parte integrante delle presenti note.
Di seguito sono indicati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	13	66	72		173		6
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	2	24			56		2
Bayernoil Raffineriegesellschatf mbH		49	1		814		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10					172	
Blue Stream Pipeline Co BV	45	12			177		4
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12					207	
Cam Petroli Srl	85					593	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	105	107	4.894				411
Eni Oil Co Ltd		84			50		
Fox Energy SpA	22			4		240	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	22					89	
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	46		6	99		4
Mangrove Gas Netherlands BV			55				
Mellitah Gas Bv (ex Eni Gas BV)	16	149			47		
Modena Scarl	2	12	61		56	1	1
Petrobel Belayim Petroleum Co		138			248		
Promgas SpA	44	45		307		355	
Raffineria di Milazzo ScpA	10	10			204	94	
Rodano Consortile Scarl	2	20			80		2
RPCO Enterprises Ltd			55				
Supermetanol CA		8		65			
Super Octanos CA	1	14		265			
Toscana Energia Clienti SpA	46					118	
Trans Austria Gasleitung GmbH	43	55		43	143		47
Transitgas AG		7			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		4			88		1
Unión Fenosa Gas SA	4	4	62	79		16	2
Altre (*)	101	86	112	69	157	147	67
	598	**940**	**5.312**	**838**	**2.456**	**2.032**	**547**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	4	152		5	19		28
Eni BTC Ltd			165				
Altre (*)	44	48	8	1	31	15	9
	48	**200**	**173**	**6**	**50**	**15**	**37**
	646	**1.140**	**5.485**	**844**	**2.506**	**2.047**	**584**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	20					276	
Gruppo Enel	187	5		12	10	1.180	333
Altre (*)	20	19			57	103	12
	227	**24**		**12**	**67**	**1.559**	**345**
	873	**1.164**	**5.485**	**856**	**2.573**	**3.606**	**929**

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

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		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 Gas Bv (ex Eni 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 Enterprises 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 (*)	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.

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2007 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		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 Srl	49					139	
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	54					195	4
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	26					50	
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	102		24	301		7
Mellitah 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 (*)	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.

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del gruppo Cosmi Holding correlato a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, sono ammontati a circa 18, 13 e 18 milioni di euro rispettivamente nel 2005, nel 2006 e nel 2007.
I rapporti più significativi 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;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernahard Rosa Inh. Ingeborg Plöechinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Fox Energy Srl, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, dalla Trans Austria Gasleitung GmbH e dalla Transitgas AG;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e realizzazione delle opere affidate al consorzio;
- 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, Mellitah Gas BV, Eni Oil Co Ltd, Karachaganak Petroleum Operating BV e Petrobel Belayim Petroleum Co; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- il credito per dividendi da OOO "EniNeftgaz";
- la vendita di gas naturale alla Gasversorgung Süddeutschland GmbH ;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- 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;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla Transmediterranean Pipeline Co Ltd; i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- 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;
- la vendita di prodotti petroliferi con il Gruppo Alitalia;
- 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 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.

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari dell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		15	887		
Raffineria di Milazzo ScpA			72		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			360		
Trans Austria Gasleitung GmbH	386				12
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	190				11
Altre (*)	74	125	81	27	47
	650	**140**	**1.400**	**27**	**70**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	79	30	34	1	2
	79	**30**	**34**	**1**	**2**
	729	**170**	**1.434**	**28**	**72**

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

I rapporti finanziari dell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(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.

I rapporti finanziari dell'esercizio 2007 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		1	711		20
Raffineria di Milazzo ScpA			60		
Trans Austria Gasleitung GmbH	65				3
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	97				9
Altre (*)	108	120	52	19	11
	270	**121**	**823**	**19**	**43**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	114	26	1	1	6
	114	**26**	**1**	**1**	**6**
Imprese possedute o controllate dallo Stato					
Altre (*)				39	49
				39	**49**
	384	**147**	**824**	**59**	**98**

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

I rapporti più significativi 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 della società Raffineria di Milazzo ScpA;
- 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.

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)

	31.12.2005			31.12.2006			31.12.2007		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	17.902	1.344	7,51	18.799	1.027	5,46	20.676	1.616	7,82
Altre attività correnti	369			855	4	0,47	1.080		
Altre attività finanziarie non correnti	1.050	258	24,57	805	136	16,89	923	87	9,43
Altre attività non correnti	995			994			1.110	16	1,44
Passività finanziarie a breve termine	4.612	152	3,30	3.400	92	2,71	7.763	131	1,69
Debiti commerciali e altri debiti	13.095	1.164	8,89	15.995	961	6,01	17.116	1.021	5,97
Altre passività correnti	613			634	4	0,63	1.556	4	0,26
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	8.386	18	0,21	8.299	17	0,20	12.067	16	0,13
Altre passività non correnti	897			418	56	13,40	2.031	57	2,81

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

(milioni di euro)

	2005			2006			2007		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	73.728	4.535	6,15	86.105	3.974	4,62	87.256	4.198	4,81
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.567	3.429	7,06	57.490	2.720	4,73	58.179	3.777	6,49
Proventi finanziari	3.131	72	2,30	4.132	58	1,40	4.600	98	2,13
Oneri finanziari	3.497	28	0,80	3.971	18	0,45	4.683	59	1,26

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)	2005	2006	2007
Ricavi e proventi	4.535	3.974	4.198
Costi e oneri	(3.429)	(2.720)	(3.777)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(221)	162	(492)
Dividendi e interessi	345	790	620
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**1.230**	**2.206**	**549**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(474)	(733)	(779)
Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni	(30)	(20)	8
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	342	(276)	(8)
Variazione crediti finanziari	2	343	(43)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(160)**	**(686)**	**(822)**
Variazione debiti finanziari	23	(57)	20
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**23**	**(57)**	**20**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**1.093**	**1.463**	**(253)**

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

(milioni di euro)

	2005			2006			2007		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	14.936	1.230	8,24	17.001	2.206	12,98	15.517	549	3,54
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.815)	(160)	2,35	(7.051)	(686)	9,73	(20.097)	(822)	4,09
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(7.824)	23		(7.097)	(57)	0,80	2.909	20	0,69

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

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

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR			83
Sanzioni *antitrust*	(290)	(184)	(130)
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas		(55)	39
	(290)	**(239)**	**(8)**

Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato di 83 milioni di euro è relativo all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 23 "Fondi per benefici ai dipendenti"). Le sanzioni antitrust relative all'esercizio 2007 di 130 milioni di euro riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie nel settore delle paraffine e degli elastomeri. Il provento 2007 relativo alle sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di 39 milioni di euro riguarda, essenzialmente, l'annullamento della sanzione per l'utilizzo improprio della capacità di stoccaggio (45 milioni di euro).
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). La sanzione *antitrust* relativa all'esercizio 2005 riguarda la sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a seguito dell'istruttoria avviata per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante in relazione ai comportamenti della controllata Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC).
Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi".

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

Nel 2005, 2006 e nel 2007 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

■ Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (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]
31.12.2006								
Attività relative a riserve certe	10.267	8.273	8.004	8.333	1.570	6.447	**42.894**	427
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	143	402	382	39	964	**1.963**	35
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	276	1.238	451	33	37	60	**2.095**	8
Immobilizzazioni in corso	582	399	612	110	1.342	564	**3.609**	31
Costi capitalizzati lordi	**11.158**	**10.053**	**9.469**	**8.858**	**2.988**	**8.035**	**50.561**	**501**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.958)	(4.738)	(5.231)	(5.185)	(413)	(4.387)	**(26.912)**	(300)
Costi capitalizzati netti[a][b]	**4.200**	**5.315**	**4.238**	**3.673**	**2.575**	**3.648**	**23.649**	**201**
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**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 420 milioni di euro nel 2006 e 441 milioni di euro nel 2007.
(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 2.179 milioni di euro nel 2006 e 2.547 milioni di euro nel 2007 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 24 milioni di euro nel 2006 e 94 milioni di euro nel 2007.
(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti 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%.

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]
2005								
Acquisizioni di riserve certe	19		16		88	11	**134**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		42	57	**156**	
Costi di ricerca	45	153	75	127	15	249	**664**	18
Costi di sviluppo[a]	644	960	910	522	646	745	**4.427**	31
Totale costi sostenuti	**721**	**1.113**	**1.045**	**649**	**791**	**1.062**	**5.381**	**49**
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[b1]		11	451			1.395	**1.857**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili[b2]			510			1.417	**1.927**	1.086
Costi di ricerca[b3]	104	380	298	193	36	1.181	**2.192**	42
Costi di sviluppo[a] [b4]	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**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 578 milioni di euro nel 2005, 1.170 milioni di euro nel 2006 e per 173 milioni di euro nel 2007.
(b1) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 451 milioni di euro, Resto del Mondo per 1.395 milioni di euro e *joint venture* e collegate per 187 milioni di euro.
(b2) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 510 milioni di euro, Resto del Mondo per 1.334 milioni di euro e *joint venture* e collegate per 1.086 milioni di euro.
(b3) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 59 milioni di euro e Resto del Mondo per 474 milioni di euro.
(b4) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 10 milioni di euro, Resto del Mondo per 345 milioni di euro e *joint venture* e collegate per 101 milioni di euro.
(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 18,52%.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate del 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%.

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)
2005								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707	209	619	**13.733**	
- vendite a terzi	161	2.579	394	889	586	2.297	**6.906**	106
Totale ricavi	**3.294**	**5.392**	**4.646**	**3.596**	**795**	**2.916**	**20.639**	**106**
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)	(123)	(215)	**(1.769)**	(16)
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)		(207)	**(990)**	(3)
Costi di ricerca	(38)	(137)	(74)	(158)	(15)	(196)	**(618)**	(32)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(512)	(634)	(598)	(668)	(90)	(929)	**(3.431)**	(50)
Altri (oneri) proventi	(224)	(463)	(201)	17	(53)	(216)	**(1.140)**	10
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.102**	**3.670**	**2.897**	**2.355**	**514**	**1.153**	**12.691**	**15**
Imposte sul risultato	(780)	(1.976)	(1.717)	(1.387)	(195)	(321)	**(6.376)**	(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (b)	**1.322**	**1.694**	**1.180**	**968**	**319**	**832**	**6.315**	**(10)**
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)

(a) Include svalutazioni di attività per 130 milioni di euro nel 2005, 156 milioni di euro nel 2006 e 91 milioni di euro nel 2007.

(b) L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 21 milioni di euro nel 2005, 220 milioni di euro nel 2006 e 438 milioni di euro nel 2007 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 1 milione di euro nel 2005, 15 milioni di euro nel 2006 e 26 milioni di euro nel 2007.

(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 18,52%.

(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate del 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%.

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 a 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 2004, 2005, 2006 e 2007 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione[4] 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 forniti 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 confermino 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 sia accertata una discrepanza tra la valutazione degli ingegneri indipendenti e le determinazioni interne, Eni utilizza la valutazione più conservativa. In particolare nel 2007 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 2,4 miliardi di boe, pari a circa il 37% delle riserve al 31 dicembre 2007. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2005-2007 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 67% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2007 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono:
- Kashagan (Kazakhstan);
- Bayu Undan (Australia);
- Cerro Falcone e MonteAlpi-MonteEnoc (Italia).

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement (PSA)* in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai *PSA* sono stimate in funzione dei costi da recuperare *(cost oil)* e del *profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai *PSA* rappresentano il 48%, il 53% e il 46% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2005, 2006 e 2007. 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%, il 2% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2005, 2006 e 2007.

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