

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011 è la seguente:

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co		5			64					
Altergaz SA	50						142			
ASG Scarl		10	54		25					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	30			62			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		31	1	15	77		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	17	15	34		163					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16						95			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	38	12	6.037		5			84		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	1	76		1			2		
Fox Energy SpA	44			1			241			
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	17						196	8		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15						71			
InAgip doo	44	23			86			71		
Karachaganak Petroleum Operating BV	61	196		588	344	27	9	10		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	72							20		
Mellitah Oil & Gas BV	30	190			306		2	31		
Petrobel Belayim Petroleum Co	4	12			205			4	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	14	8			242		98	5		
Saipon Snc	8	2	61					45		
Super Octanos CA		24		133						
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71		36	157			40		
Transitgas AG					1	61				
Unión Fenosa Gas SA	8		62	12			53		1	
Altre (*)	143	58	15	62	188	41	117	125	10	
	592	688	6.340	847	1.926	129	1.026	446	13	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	194	224		1	914	7	15	466	7	
Eni BTC Ltd			141					1		
Altre (*)	29	23	4	1	52	4	14	6	1	
	223	247	145	2	966	11	29	473	8	
	815	935	6.485	849	2.892	140	1.055	919	21	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	428	1	
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21	7		
GSE - Gestore Servizi Energetici	83	74		373		79	342	15		19
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86	4	25
Altre imprese a controllo statale (*)	78	71		1	71	6	62	16		
	297	251		451	465	181	774	552	5	44
	1.112	1.186	6.485	1.300	3.357	321	1.829	1.471	26	44

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

Esercizio 2010

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010			2010						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14	2		1	5		56			
Agiba Petroleum Co	2	5			95					
Altergaz SA							262			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	65			78			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		32	1	19	51		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	13	14	37		152			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	20						121			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	28	12	6.054		5			37		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	3	76		3			6		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	3						62			
GreenStream BV	4	13			95		1	2		
Karachaganak Petroleum Operating BV	39	253		821	346	28	8	7		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	51	1						17		
Mellitah Oil & Gas BV	30	137			225			33		
Petrobel Belayim Petroleum Co	8	34			714			3	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	21	20			266		157	7	1	
Rosa GmbH	7						50			
Saipon Snc	2		53					29		
Super Octanos CA		23		58			2			
Supermetanol CA		13		57					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69		32	149		1	37		
Transitgas AG		8			70					
Unión Fenosa Gas SA	11		58				60		1	
Altre (*)	138	51	11	27	232	50	35	91	12	
	406	755	6.290	1.015	2.486	78	817	272	17	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan										
North Caspian Operating Co NV	177	285		2	894	5		917	7	
Eni BTC Ltd			152							
Altre (*)	22	22	3	4	48	2	5	23	4	
	199	307	155	6	942	7	5	940	11	
	605	1.062	6.445	1.021	3.428	85	822	1.212	28	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	44		20	318	1	128	471		
Gruppo Finmeccanica	44	44		50	37		22	9		
GSE - Gestore Servizi Energetici	94	104		466		81	462	16		3
Terna SpA	35	41		115	71	31	55	28	9	38
Altre imprese a controllo statale (*)	62	44			74	4	44	5	21	
	318	277		651	500	117	711	529	30	41
	923	1.339	6.445	1.672	3.928	202	1.533	1.741	58	41

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

Esercizio 2011

[milioni di euro]

Denominazione	31.12.2011			2011						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14		2		6		60			
Agiba Petroleum Co	3	5			86					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	63			43			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		33	1	25	59		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	8	12			146			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16						147			
CEPAW (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	10	6.074		4			21		
CEPAW (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	24	91			84			38		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	29						201			
Gaz de Bordeaux SAS	11						69			
Karachaganak Petroleum Operating BV	38	205		1.108	256	23	8	5		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	2			2			13		
Mellitah Oil & Gas BV	28	141			71			3		
Petrobel Belayim Petroleum Co	25	46			576			69		
Petromar Lda	74	6	57		7			68		
Raffineria di Milazzo ScpA	29	31			322		232	16	1	
Saipon Snc	21		48					5		
Super Octanos CA	6	35		58				7	1	
Supermetanol CA		10		72					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH				33	160		3	54		
Unión Fenosa Gas SA			58				130		1	
Altre (*)	181	100	3	37	311	70	131	93	8	
	604	790	6.243	1.333	2.133	93	983	395	12	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan										
North Caspian Operating Co NV	149	238			781	7		1.182	7	
Eni BTC Ltd			157							
Altre (*)	53	68	6	11	51	3	11	11	8	
	202	306	163	11	832	10	11	1.193	15	
	806	1.096	6.406	1.344	2.965	103	994	1.588	27	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	48		5	429	2	33	482	1	
Gruppo Finmeccanica	48	51		14	54		22	12		
GSE - Gestore Servizi Energetici	153	158		615		54	607	10		
Terna SpA	19	52		119	110	23	56	26	11	32
Altre imprese a controllo statale (*)	57	41		1	77	5	49	3	4	
	360	350		754	670	84	767	533	16	32
	1.166	1.446	6.406	2.098	3.635	187	1.761	2.121	43	32

(*) 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 escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la vendita di gas naturale alle società ACAM Clienti SpA, a Gasversorgung Süddeutschland GmbH e a Gaz de Bordeaux SAS;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agip Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- il servizio di vettoramento del gas svolto dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alle collegate Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e Trans Austria Gasleitung GmbH e, limitatamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH, il riaddebito del fuel gas utilizzato come gas di spinta;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG 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;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- 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 di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alle società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Super Octanos CA e Supermetanol 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 e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita e il servizio di 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;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- la compravendita di energia elettrica e di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011 è la seguente:

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV	70	1	170		1	
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	133					
Blue Stream Pipeline Co BV			692		12	
Raffineria di Milazzo ScpA			85			
Trans Austria Gasleitung GmbH	171				5	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	149				3	
Altre (*)	125	112	24	2	3	
	648	113	971	2	24	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	78	34	1	2	3	
	78	34	1	2	3	
	726	147	972	4	27	

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

Esercizio 2010

[milioni di euro]

	31.12.2010			2010		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV	104	3			1	
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	119					
Blue Stream Pipeline Co BV		8	648		9	
GreenStream BV	459	2			19	
Raffineria di Milazzo ScpA			120			
Trans Austria Gasleitung GmbH	144				6	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	141				5	
Altre (*)	105	75	24			
	1.072	88	792		40	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	53	39	1		1	
	53	39	1		1	
	1.125	127	793		41	

[*] Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2011

[milioni di euro]

	31.12.2011			2011		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV		3	204			
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	107					
Blue Stream Pipeline Co BV		291	669		6	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	503	1			26	
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1	
Société Centrale Electrique du Congo SA	93		6			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115				4	
Unión Fenosa Gas SA		85				
Altre (*)	104	64		1	9	
	982	444	1.051	1	46	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	57	59	1		3	
	57	59	1		3	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						338
						338
	1.039	503	1.052	1	49	338

[*] 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 escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Artic Russia BV, Blue Stream Pipeline Co BV, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due, Raffineria di Milazzo ScpA e la Société Centrale Electrique du Congo SA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- i finanziamenti per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV e per Unión Fenosa Gas SA.

I proventi su partecipazioni verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti riguardano la plusvalenza per la cessione dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH alla CDP Gas Srl.

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 di sintesi:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010			31.12.2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	1.355	6,66	23.636	1.356	5,74	24.595	1.496	6,08
Altre attività correnti	1.307	9	0,69	1.350	9	0,67	2.326	2	0,09
Altre attività finanziarie non correnti	1.148	438	38,15	1.523	668	43,86	1.578	704	44,61
Altre attività non correnti	1.938	40	2,06	3.355	16	0,48	4.225	3	0,07
Passività finanziarie a breve termine	3.545	147	4,15	6.515	127	1,95	4.459	503	11,28
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	1.241	6,47	22.575	1.297	5,75	22.912	1.446	6,31
Altre passività correnti	1.856	5	0,27	1.620	5	0,31	2.237		
Altre passività non correnti	2.480	49	1,98	2.194	45	2,05	2.900		

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

(milioni di euro)	2009			2010			2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi della gestione caratteristica	83.227	3.300	3,97	98.523	3.274	3,32	109.589	3.882	3,54
Altri ricavi e proventi	1.118	26	2,33	956	58	6,07	933	43	4,61
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	4.999	8,57	69.135	5.825	8,43	79.191	5.887	7,43
Costo lavoro	4.181	15	0,36	4.785	28	0,59	4.749	33	0,69
Altri proventi (oneri) operativi	55	44	80,00	131	41	31,30	171	32	18,71
Proventi finanziari	5.950	27	0,45	6.117	41	0,67	6.379	49	0,77
Oneri finanziari	(6.497)	(4)	0,06	(6.713)			(7.396)	(1)	0,01
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	176			619			1.627	338	20,77

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 di sintesi:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ricavi e proventi	3.326	3.332	3.925
Costi e oneri	(4.999)	(5.825)	(4.504)
Altri proventi (oneri) operativi	44	41	32
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	34	182	(140)
Dividendi e interessi	407	521	501
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.188)	(1.749)	(186)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.364)	(1.764)	(1.416)
Disinvestimenti in partecipazioni			533
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	19	10	(21)
Variazione crediti finanziari	83	128	104
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.262)	(1.626)	(800)
Variazione debiti finanziari	(14)	(23)	348
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(14)	(23)	348
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(2.464)	(3.398)	(638)

I disinvestimenti in partecipazioni di 533 milioni di euro riguardano la cessione dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH alla CDP Gas Srl, Gruppo Cassa Depositi e Prestiti.

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

(milioni di euro)	2009			2010			2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	11.136	(1.188)	...	14.694	(1.749)	...	14.382	(186)	...
Flusso di cassa da attività di investimento	(10.254)	(1.262)	12,31	(12.965)	(1.626)	12,54	(11.218)	(800)	7,13
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.183)	(14)	1,18	(1.827)	(23)	1,26	(3.223)	348	...

43 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

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

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Transazione TSKJ	250	24	
Sanzioni antitrust		(270)	69
	250	(246)	69

Nel 2011 le operazioni significative non ricorrenti hanno riguardato l'accantonamento di 69 milioni di euro per adeguare la stima della passività esistente a fronte di un procedimento antitrust europeo nel settore delle gomme tenuto conto di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.

Nel 2010 il provento di 270 milioni di euro connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'onere di 24 milioni di euro connesso alla sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria per il procedimento TSKJ; la sanzione pecuniaria pone termine al procedimento giudiziario.

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

Nel 2009, 2010 e nel 2011 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

45 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 1° marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione, che sono retroattivi dall'inizio del 2011, verranno contabilizzati a partire dall'esercizio 2012. Tale accordo per essere efficace, dovrà essere riflesso nelle relative modifiche ai contratti in essere.

■ 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 secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932). 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)

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	10.576	10.616	14.051	17.057	1.989	5.552	6.617	1.674	68.132
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	320	570	2.006	39	1.561	1.979	42	6.549
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	270	33	1.391	716	70	21	53	6	2.560
Immobilizzazioni in corso	909	584	2.069	1.089	4.644	107	1.444	84	10.930
Costi capitalizzati lordi	11.787	11.553	18.081	20.868	6.742	7.241	10.093	1.806	88.171
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.020)	(7.771)	(8.558)	(11.067)	(756)	(4.699)	(5.591)	(522)	(46.984)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(a) (b)}	3.767	3.782	9.523	9.801	5.986	2.542	4.502	1.284	41.187
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe			79	191		479	178		927
Attività relative a riserve probabili e possibili						469			469
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso				332		139	197		668
Costi capitalizzati lordi			86	523		1.093	378		2.080
Fondi ammortamento e svalutazione			(73)	(103)		(350)	(66)		(592)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(a) (b)}			13	420		743	312		1.488
2011									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	11.356	11.481	15.519	19.539	2.523	6.136	8.976	1.889	77.419
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	325	582	2.893	40	1.543	1.409	204	7.027
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	285	34	1.442	923	85	41	61	13	2.884
Immobilizzazioni in corso	956	1.778	2.755	898	5.333	136	1.029		12.885
Costi capitalizzati lordi	12.628	13.618	20.298	24.253	7.981	7.856	11.475	2.106	100.215
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.633)	(8.582)	(9.750)	(13.069)	(906)	(5.411)	(6.806)	(650)	(53.807)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(a) (b)}	3.995	5.036	10.548	11.184	7.075	2.445	4.669	1.456	46.408
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	80	240		698	330		1.350
Attività relative a riserve probabili e possibili		44				271			315
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8			6	3		17
Immobilizzazioni in corso		2	1	1.011		185	223		1.422
Costi capitalizzati lordi		48	89	1.251		1.160	556		3.104
Fondi ammortamento e svalutazione		(2)	(74)	(131)		(388)	(89)		(684)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(a) (b)}		46	15	1.120		772	467		2.420

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 591 milioni di euro nel 2010 e per 614 milioni di euro nel 2011 per le società consolidate e per 6 milioni di euro nel 2010 e 11 milioni di euro nel 2011 per le società in joint venture e collegate.

(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 "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 3.410 milioni di euro nel 2010 e 3.608 milioni di euro nel 2011 e per le società in joint venture e collegate pari a 76 milioni di euro nel 2010 e 101 milioni di euro nel 2011.

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)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			298	27		11	131		467
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			54	42		83	43		222
Costi di ricerca	40	114	317	284	20	159	242	52	1.228
Costi di sviluppo ^(a)	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820
Totale costi sostenuti società consolidate	782	841	2.070	2.474	1.106	676	1.274	514	9.737
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			6	1		9	25		41
Costi di sviluppo ^(a)			3	62		94	47		206
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			9	63		103	72		247
2010									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	34	114	84	406	6	223	119	26	1.012
Costi di sviluppo ^(a)	579	890	2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	8.911
Totale costi sostenuti società consolidate	613	1.004	2.758	2.315	1.037	582	1.428	186	9.923
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			4	2		4	35		45
Costi di sviluppo ^(a)			7	200		46	114		367
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			11	202		50	149		412
2011									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo ^(a)	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
Totale costi sostenuti società consolidate	853	2.021	1.672	2.877	941	541	1.031	310	10.246
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo ^(a)		2	3	659		68	154		886
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		7	3	664		76	163		913

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per 301 milioni di euro nel 2009, per 269 milioni di euro nel 2010 e per 918 milioni di euro nel 2011.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per -6 milioni di euro nel 2009, per -3 milioni di euro nel 2010 e per 15 milioni di euro nel 2011.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi 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)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930
Totale ricavi	2.274	3.123	6.775	4.972	984	1.249	1.447	210	21.034
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	(1.277)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.227	1.437	4.456	1.358	547	381	(105)	(126)	9.175
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate ^(b)	760	604	1.446	316	367	314	(107)	(103)	3.597
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			15	45		49	123		232
Totale ricavi			15	45		49	123		232
Costi operativi			(11)	(7)		(7)	(9)		(34)
Imposte sulla produzione			(3)				(41)		(44)
Costi di ricerca			(6)	(1)		(8)	(26)		(41)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(15)		(35)	(25)		(76)
Altri (oneri) proventi			1	6		(11)	(37)		(41)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	28		(12)	(15)		(4)
Imposte sul risultato			4	(14)		(10)	(20)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate ^(b)			(1)	14		(22)	(35)		(44)

(a) Include svalutazioni di attività per 576 milioni di euro.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 320 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate un incremento pari a 26 milioni di euro.

(milioni di euro)

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	14.705
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	11.733
Totale ricavi	2.725	3.269	8.698	7.010	1.214	1.463	1.701	358	26.438
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.047	2.237	6.265	2.985	779	179	288	155	13.935
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate ^(b)	665	941	2.228	1.023	488	60	134	119	5.658
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			16	65		69	206		356
Totale ricavi			16	65		69	206		356
Costi operativi			(16)	(9)		(7)	(9)		(41)
Imposte sulla produzione			(3)				(69)		(72)
Costi di ricerca			(4)	(2)		(4)	(35)		(45)
Ammortamenti e svalutazioni			(4)	(26)		(25)	(17)		(72)
Altri (oneri) proventi			6	12		(10)	(67)		(59)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	40		23	9		67
Imposte sul risultato			4	(20)		(17)	(33)		(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate ^(b)			(1)	20		6	(24)		1

(a) Include svalutazioni di attività per 123 milioni di euro.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate pari a 385 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate una riduzione pari a 5 milioni di euro.

[milioni di euro]

2011	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
Totale ricavi	3.583	4.209	7.046	7.882	1.679	1.411	1.766	437	28.013
Costi operativi	(284)	(566)	(483)	(830)	(171)	(183)	(364)	(88)	(2.969)
Imposte sulla produzione	(245)		(165)	(853)		(37)			(1.300)
Costi di ricerca	(38)	(113)	(128)	(509)	(6)	(177)	(136)	(58)	(1.165)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(606)	(704)	(843)	(1.435)	(112)	(486)	(901)	(103)	(5.190)
Altri (oneri) proventi	(562)	142	(508)	(314)	(160)	(151)	125	8	(1.420)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.848	2.968	4.919	3.941	1.230	377	490	196	15.969
Imposte sul risultato	(761)	(2.043)	(3.013)	(2.680)	(413)	(157)	(184)	(120)	(9.371)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.087	925	1.906	1.261	817	220	306	76	6.598
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
Totale ricavi		2	19	93		89	262		465
Costi operativi			(11)	(10)		(9)	(17)		(47)
Imposte sulla produzione		(1)	(4)				(113)		(118)
Costi di ricerca		(6)		(5)		(8)	(9)		(28)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(24)		(23)	(21)		(69)
Altri (oneri) proventi		(4)	6	11		(20)	(51)		(58)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(9)	9	65		29	51		145
Imposte sul risultato			(4)	(35)		(32)	(4)		(75)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(9)	5	30		(3)	47		70

(a) Include svalutazioni di attività per 189 milioni di euro.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di 118 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate un incremento di 20 milioni di euro.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della U.S. Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2011 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 111 dollari/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione^[19] indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti^[20]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. 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 delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2011 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton^[21] hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2011 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 32% delle riserve Eni al 31 dicembre 2011^[21].

Nel triennio 2009-2011 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2011 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Kashagan (Kazakhstan).

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 57%, il 55% e il 49% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011. 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 3% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011. Sono inclusi 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 lo 0,3%, lo 0,6% e lo 0,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG; (iv) 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, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. 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 comportare 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 2009, 2010 e 2011.

[19] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[20] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2011".

[21] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

[milioni di barili]

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia ^(a)	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243
di cui: sviluppate	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009
non sviluppate	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234
Acquisizioni				2					2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270
Miglioramenti di recupero assistito		8	10	15					33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			14	8		101	19		142
di cui: sviluppate			11	4		11	7		33
non sviluppate			3	4		90	12		109
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime									
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1						1
Produzione			(2)	(1)			(3)		(6)
Cessioni						(51)			(51)
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	908	777	849	144	169	32	3.463
Sviluppate	141	218	669	548	291	52	93	23	2.035
consolidate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
joint venture e collegate			10	4		7	13		34
Non sviluppate	92	133	239	229	558	92	76	9	1.428
consolidate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
joint venture e collegate			3	3		43	3		52

(a) Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.

[milioni di barili]

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
di cui: sviluppate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
non sviluppate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	38	17	178	75	(37)	62	2		335
Miglioramenti di recupero assistito			1	1					2
Estensioni e nuove scoperte		25	13	22			1		61
Produzione	(23)	(44)	(108)	(116)	(24)	(17)	(22)	(3)	(357)
Cessioni			(1)	(2)					(3)
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
di cui: sviluppate			10	4		7	13		34
non sviluppate			3	3		43	3		52
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			8			(6)	(2)		
Miglioramenti di recupero assistito							12		12
Estensioni e nuove scoperte							117		117
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
Sviluppate									
consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
joint venture e collegate			18	4		5	25		52
Non sviluppate									
consolidate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
joint venture e collegate			1	2		39	114		156

(milioni di barili)

2011	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
di cui: sviluppate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
non sviluppate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	(112)	(20)	1		(15)
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte		9	2	11			17		39
Produzione	(23)	(44)	(75)	(100)	(23)	(13)	(20)	(4)	(302)
Cessioni		(2)		(7)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
di cui: sviluppate			18	4		5	25		52
non sviluppate			1	2		39	114		156
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		28
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		70
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
Sviluppate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
joint venture e collegate			1	18		110	126		255