

Conto economico	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Ricavi della gestione caratteristica		81.932	96.617	107.690	127.220	114.722
Altri ricavi e proventi		1.094	967	926	1.546	1.385
Totale ricavi		83.026	97.584	108.616	128.766	116.107
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(58.091)	(68.774)	(78.795)	(95.363)	(90.213)
Costo lavoro		(3.928)	(4.428)	(4.404)	(4.613)	(5.264)
Totale costi operativi		(62.019)	(73.202)	(83.199)	(99.976)	(95.477)
Altri proventi e oneri operativi		55	131	171	(158)	(71)
Ammortamenti e svalutazioni		(9.267)	(9.031)	(8.785)	(13.561)	(11.703)
Utile operativo		11.795	15.482	16.803	15.071	8.856
Proventi (oneri) finanziari netti		(565)	(749)	(1.146)	(1.347)	(991)
Proventi netti su partecipazioni		534	1.112	2.123	2.881	6.115
Utile prima delle imposte		11.764	15.845	17.780	16.605	13.980
Imposte sul reddito		(6.258)	(8.581)	(9.903)	(11.661)	(9.008)
Tax rate (%)		53,2	54,2	55,7	70,2	64,4
Utile netto - continuing operations		5.506	7.264	7.877	4.944	4.972
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		4.488	6.252	6.902	4.200	5.160
- interessenze di terzi		1.018	1.012	975	744	(188)
Utile netto - discontinued operations		(189)	119	(74)	3.732	
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		(121)	66	(42)	3.590	
- interessenze di terzi		(68)	53	(32)	142	
Utile netto		5.317	7.383	7.803	8.676	4.972
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		4.367	6.318	6.860	7.790	5.160
- interessenze di terzi		950	1.065	943	886	(188)
Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		4.488	6.252	6.902	4.200	5.160
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(191)	(610)	(724)	(23)	438
Esclusione special item		1.024	1.128	760	2.953	(1.165)
<i>di cui:</i>						
- oneri (proventi) non ricorrenti		250	(246)	69		
- altri special item		774	1.374	691	2.953	(1.165)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		5.321	6.770	6.938	7.130	4.433
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations		(114)	99	31	195	
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni		5.207	6.869	6.969	7.325	4.433

Stato patrimoniale	(€ milioni)	31 dic. 2009	31 dic. 2010	31 dic. 2011	31 dic. 2012	31 dic. 2013
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari		59.765	67.404	73.578	63.466	62.506
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.736	2.024	2.433	2.538	2.571
Attività immateriali		11.469	11.172	10.950	4.487	3.877
Partecipazioni		6.244	6.090	6.242	9.347	6.961
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.261	1.743	1.740	1.457	1.607
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(749)	(970)	(1.576)	(1.142)	(1.256)
		79.726	87.463	93.367	80.153	76.266
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze		5.495	6.589	7.575	8.496	7.883
Crediti commerciali		14.916	17.221	17.709	19.966	21.213
Debiti commerciali		(10.078)	(13.111)	(13.436)	(14.993)	(15.529)
Debiti tributari e fondo imposte netto		(1.988)	(2.684)	(3.503)	(3.204)	(3.005)
Fondi per rischi e oneri		(10.319)	(11.792)	(12.735)	(13.603)	(13.167)
Altre attività (passività) di esercizio		(3.968)	(1.286)	281	2.473	2.030
		(5.942)	(5.063)	(4.109)	(865)	(575)
Fondi per benefici ai dipendenti		(944)	(1.032)	(1.039)	(1.374)	(1.245)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		266	479	206	155	2.156
CAPITALE INVESTITO NETTO		73.106	81.847	88.425	78.069	76.602
Patrimonio netto						
<i>di competenza:</i> - azionisti Eni		46.073	51.206	55.472	59.060	58.210
- interessenze di terzi		3.978	4.522	4.921	3.498	2.964
		50.051	55.728	60.393	62.558	61.174
Indebitamento finanziario netto		23.055	26.119	28.032	15.511	15.428
COPERTURE		73.106	81.847	88.425	78.069	76.602

Rendiconto finanziario riclassificato	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Utile netto - continuing operations		5.506	7.264	7.877	4.944	4.972
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>						
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.607	8.521	8.606	11.349	9.578
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(226)	(558)	(1.176)	(875)	(3.770)
- dividendi, interessi e imposte		6.379	8.829	9.918	11.925	9.162
Variazione del capitale di esercizio		(874)	(1.158)	(1.696)	(3.373)	486
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.637)	(8.758)	(9.766)	(11.614)	(9.459)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		10.755	14.140	13.763	12.356	10.969
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		381	554	619	15	
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.136	14.694	14.382	12.371	10.969
Investimenti tecnici - continuing operations		(12.216)	(12.450)	(11.909)	(12.761)	(12.750)
Investimenti tecnici - discontinued operations		(1.479)	(1.420)	(1.529)	(756)	
Investimenti tecnici		(13.695)	(13.870)	(13.438)	(13.517)	(12.750)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.323)	(410)	(360)	(569)	(317)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.595	1.113	1.912	6.014	6.360
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(295)	228	627	(136)	(253)
Free cash flow		(1.582)	1.755	3.123	4.163	4.009
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		396	(26)	41	(83)	(3.983)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.841	2.272	1.104	5.947	1.778
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.956)	(4.099)	(4.327)	(3.746)	(4.231)
Variazione area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(30)	39	10	(16)	(50)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(331)	(59)	(49)	6.265	(2.477)

Variazione indebitamento finanziario netto	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Free cash flow		(1.582)	1.755	3.123	4.163	4.009
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(33)		(2)	(21)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite				(192)	12.446	(16)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(141)	(687)	(517)	(340)	342
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.956)	(4.099)	(4.327)	(3.746)	(4.231)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(4.679)	(3.064)	(1.913)	12.521	83

Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		23.801	29.497	29.121	35.881	31.268
Gas & Power		29.272	27.806	33.093	36.200	32.124
Refining & Marketing		31.769	43.190	51.219	62.656	57.329
Versalis		4.203	6.141	6.491	6.418	5.859
Ingegneria & Costruzioni		9.664	10.581	11.834	12.771	11.611
Altre attività		88	105	85	119	80
Corporate e società finanziarie		1.280	1.386	1.365	1.369	1.453
Effetto eliminazione utili interni ^(a)		(66)	100	(54)	(75)	18
Elisioni di consolidamento		(18.079)	(22.189)	(25.464)	(28.119)	(25.020)
		81.932	96.617	107.690	127.220	114.722

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Ricavi da terzi	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		10.171	12.947	10.677	15.559	13.050
Gas & Power		28.517	26.837	31.749	34.169	30.909
Refining & Marketing		30.804	41.845	48.428	59.690	54.427
Versalis		3.965	5.898	6.202	6.007	5.570
Ingegneria & Costruzioni		8.349	8.779	10.510	11.664	10.593
Altre attività		64	80	62	79	41
Corporate e società finanziarie		128	131	116	127	114
Effetto eliminazione utili interni		(66)	100	(54)	(75)	18
		81.932	96.617	107.690	127.220	114.722

Ricavi per area geografica di destinazione	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		26.655	45.896	31.906	33.998	32.044
Resto dell'Unione Europea		24.331	21.125	35.920	35.908	31.629
Resto dell'Europa		5.213	4.172	7.153	9.610	11.458
Africa		10.174	13.068	11.333	14.681	12.079
Americhe		7.080	6.282	9.612	15.282	7.741
Asia		8.208	5.785	10.258	16.394	18.547
Altre aree		271	289	1.508	1.347	1.224
Totale estero		55.277	50.721	75.784	93.222	82.678
		81.932	96.617	107.690	127.220	114.722

Ricavi per area geografica di origine	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		47.666	55.455	62.789	72.744	73.580
Resto dell'Unione Europea		15.629	16.983	20.914	19.528	15.638
Resto dell'Europa		2.058	1.986	3.101	3.736	3.292
Africa		9.313	12.586	9.384	13.989	11.844
Americhe		3.610	5.588	7.107	12.058	5.782
Asia		3.447	3.692	3.937	4.423	3.713
Altre aree		209	327	458	742	873
Totale estero		34.266	41.162	44.901	54.476	41.142
		81.932	96.617	107.690	127.220	114.722

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		40.093	48.407	60.826	74.767	66.912
Costi per servizi		13.296	14.939	13.551	15.354	18.023
Costi per godimento di beni di terzi		2.505	2.997	3.045	3.434	3.673
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		1.025	1.401	527	871	857
Altri oneri		1.466	1.252	1.140	1.342	1.134
a dedurre:						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(294)	(222)	(294)	(405)	(386)
		58.091	68.774	78.795	95.363	90.213

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	(€ migliaia)	2009	2010	2011	2012	2013
Revisione contabile		30.748	21.114	22.031	23.042	28.023
Servizi di audit		276	183	1.113	1.351	1.574
Servizi di consulenza fiscale		51	166	323	25	21
Altri servizi					3	
		31.075	21.463	23.467	24.421	29.618

Costo lavoro	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Salari e stipendi		3.064	3.299	3.435	3.886	4.366
Oneri sociali		620	631	675	674	651
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		128	154	148	103	92
Altri costi		307	557	334	187	409
a dedurre:						
incrementi in immobilizzazioni per lavori interni		(191)	(213)	(188)	(237)	(254)
		3.928	4.428	4.404	4.613	5.264

Ammortamenti e svalutazioni	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		6.789	6.928	6.251	7.988	7.812
Gas & Power		435	425	413	405	329
Refining & Marketing		408	333	351	331	309
Versalis		83	83	90	90	95
Ingegneria & Costruzioni		433	513	596	683	721
Altre attività		2	2	2	1	1
Corporate e società finanziarie		83	79	75	65	61
Effetto eliminazione utili interni		(17)	(20)	(23)	(25)	(25)
Totale ammortamenti		8.216	8.343	7.755	9.538	9.303
Exploration & Production		576	123	189	547	19
Gas & Power			426	154	2.494	1.685
Refining & Marketing		346	76	488	843	633
Versalis		121	52	160	112	44
Ingegneria & Costruzioni		2	3	35	25	
Altre attività		6	8	4	2	19
Corporate e società finanziarie						
Totale Svalutazioni		1.051	688	1.030	4.023	2.400
		9.267	9.031	8.785	13.561	11.703

Utile operativo per settore	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		9.120	13.866	15.887	18.470	14.871
Gas & Power		1.914	896	(326)	(3.219)	(2.992)
Refining & Marketing		(102)	149	(273)	(1.296)	(1.517)
Versalis		(675)	(86)	(424)	(681)	(725)
Ingegneria & Costruzioni		881	1.302	1.422	1.442	(83)
Altre attività		(436)	(1.384)	(427)	(300)	(337)
Corporate e società finanziarie		(420)	(361)	(319)	(341)	(399)
Effetto eliminazione utili interni		1.513	1.100	1.263	996	38
		11.795	15.482	16.803	15.071	8.856

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri

di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari**, correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore, sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

2009	(€ milioni)													
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	9.120	1.914	(102)	(675)	881	(420)	1.773	(436)		12.055	(1.773)	1.513	(260)	11.795
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121						(345)				(345)
Esclusione degli special item														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti					250					250				250
Altri special item:	369	(218)	513	113	(11)	78	23	178		1.045	(23)		(23)	1.022
oneri ambientali		7	72				12	207		298	(12)		(12)	286
svalutazioni	618	27	389	121	2			5		1.162				1.162
plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(1)	(2)		3		(5)	(2)		(277)	5		5	(272)
accantonamenti a fondo rischi		115	17					(4)		128				128
oneri per incentivazione all'esodo	31	9	22	10		38	16	8		134	(16)		(16)	118
derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)					(287)				(287)
differenze e derivati su cambi	5	(83)	(24)	(15)						(117)				(117)
altro						40		(36)		4				4
Special item dell'utile operativo	369	(218)	513	113	239	78	23	178		1.295	(23)		(23)	1.272
Utile operativo adjusted	9.489	2.022	(381)	(441)	1.120	(342)	1.796	(258)		13.005	(1.796)	1.513	(283)	12.722
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(23)	6				(443)	14	12		(434)	(14)		(14)	(448)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	243	297	75		49		35	1		700	(35)		(35)	665
Imposte sul reddito ^(b)	(5.828)	(670)	94	90	(277)	77	(597)		(3)	(7.114)	597	(83)	514	(6.600)
Tax rate (%)	60,0	28,8	..		23,7		32,4			53,6				51,0
Utile netto adjusted	3.881	1.655	(212)	(351)	892	(708)	1.248	(245)	(3)	6.157	(1.248)	1.430	182	6.339
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										950			68	1.018
- azionisti Eni										5.207			114	5.321
Utile netto di competenza azionisti Eni										4.367			121	4.488
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(191)				(191)
Esclusione special item:										1.031			(7)	1.024
- oneri (proventi) non ricorrenti										250				250
- altri special item										781			(7)	774
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.207			114	5.321

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2010														
(€ milioni)														
	Altre attività ^(a)									Discontinued operations				Continuing operations
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	13.866	896	149	(86)	1.302	(361)	2.000	(1.384)	(271)	16.111	(2.000)	1.371	(629)	15.482
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)						(881)				(881)
Esclusione degli special item														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24					(246)				(246)
Altri special item:	32	759	329	95		96	46	1.179		2.536	(46)		(46)	2.490
oneri ambientali	30	16	169				9	1.145		1.369	(9)		(9)	1.360
svalutazioni	127	426	76	52	3		10	8		702	(10)		(10)	692
plusvalenze nette su cessione di asset	(241)		(16)		5		4			(248)	(4)		(4)	(252)
accantonamenti a fondo rischi		78	2			8		7		95				95
oneri per incentivazione all'esodo	97	52	113	26	14	88	23	10		423	(23)		(23)	400
derivati su commodity		30	(10)		(22)					(2)				(2)
differenze e derivati su cambi	14	195	(10)	17						216				216
altro	5	(38)	5					9		(19)				(19)
Special item dell'utile operativo	32	489	329	95	24	96	46	1.179		2.290	(46)		(46)	2.244
Utile operativo adjusted	13.898	1.268	(181)	(96)	1.326	(265)	2.046	(205)	(271)	17.520	(2.046)	1.371	(675)	16.845
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(205)	34			33	(783)	22	(9)		(908)	(22)		(22)	(930)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	274	362	92	1	10		44	(2)		781	(44)		(44)	737
Imposte sul reddito ^(b)	(8.358)	(397)	33	22	(375)	181	(667)		102	(9.459)	667	(78)	589	(8.870)
Tax rate (%)	59,8	23,9	..		27,4		31,6			54,4				53,3
Utile netto adjusted	5.609	1.267	(56)	(73)	994	(867)	1.445	(216)	(169)	7.934	(1.445)	1.293	(152)	7.782
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										1.065			(53)	1.012
- azionisti Eni										6.869			(99)	6.770
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.318			(66)	6.252
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(610)				(610)
Esclusione special item:										1.161			(33)	1.128
- oneri (proventi) non ricorrenti										(246)				(246)
- altri special item										1.407			(33)	1.374
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.869			(99)	6.770

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item

2011	(€ milioni)														
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)			Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations				Continuing operations
							Snam	Altre		Gruppo	Snam	Elisioni infragruppo	Totale		
Utile operativo	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	17.435	(2.084)	1.452	(632)	16.803	
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)						(1.113)				(1.113)	
Esclusione degli special item															
<i>di cui:</i>															
Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69	
Altri special item:	188	245	641	181	21	53	27	142		1.498	(27)		(27)	1.471	
oneri ambientali			34	1			10	141		186	(10)		(10)	176	
svalutazioni	190	154	488	160	35		(9)	4		1.022	9		9	1.031	
plusvalenze nette su cessione di asset	(63)		10		4	(1)	(4)	(7)		(61)	4		4	(57)	
accantonamenti a fondo rischi		77	8			(6)		9		88				88	
oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	(6)		(6)	203	
derivati su commodity	1	45	(3)		(28)					15				15	
differenze e derivati su cambi	(2)	(82)	(4)	3						(85)				(85)	
altro	18	17	27			51	24	(13)		124	(24)		(24)	100	
Special item dell'utile operativo	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	(27)		(27)	1.540	
Utile operativo adjusted	16.075	(247)	(539)	(273)	1.443	(266)	2.111	(226)	(189)	17.889	(2.111)	1.452	(659)	17.230	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(231)	43				(876)	19	5		(1.040)	(19)		(19)	(1.059)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	624	363	99		95	1	44	(3)		1.223	(44)		(44)	1.179	
Imposte sul reddito ^(b)	(9.603)	93	176	67	(440)	388	(918)	(1)	78	(10.160)	918	(195)	723	(9.437)	
Tax rate (%)	58,3		28,6		42,2			56,2				54,4	
Utile netto adjusted	6.865	252	(264)	(206)	1.098	(753)	1.256	(225)	(111)	7.912	(1.256)	1.257	1	7.913	
<i>di competenza:</i>															
- interessenze di terzi										943			32	975	
- azionisti Eni										6.969			(31)	6.938	
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.860			42	6.902	
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(724)				(724)	
Esclusione special item:										833			(73)	760	
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69	
- altri special item										764			(73)	691	
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.969			(31)	6.938	

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2012														[€ milioni]	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations			Continuing operations	
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragruppo	Totale		
Utile operativo	18.470	(3.219)	(1.296)	(681)	1.442	(341)	1.679	(300)	208	15.962	(1.679)	788	(891)	15.071	
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)	
Esclusione special item:															
oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63	
svalutazioni	550	2.494	846	112	25			2		4.029				4.029	
plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)	
accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945	
oneri per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64	
derivati su commodity	1			1	(3)					(1)				(1)	
differenze e derivati su cambi	(9)	(51)	(8)	(11)						(79)				(79)	
altro	54	138	53					26		271				271	
Special item dell'utile operativo	67	3.412	1.004	135	32	16	51	78		4.795	(51)		(51)	4.744	
Utile operativo adjusted	18.537	356	(321)	(483)	1.474	(325)	1.730	(222)	(6)	20.740	(1.730)	788	(942)	19.798	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(264)	29	(11)	(3)	(7)	(865)	(54)	(24)		(1.199)	54		54	(1.145)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915	
Imposte sul reddito ^(b)	(11.283)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.283)	712	(123)	589	(11.694)	
Tax rate (%)	60,3	26,8	..		27,0		41,5			59,9				59,8	
Utile netto adjusted	7.426	473	(179)	(395)	1.111	(976)	1.002	(247)	(4)	8.211	(1.002)	665	(337)	7.874	
<i>di competenza:</i>															
- interessenze di terzi										886			(142)	744	
- azionisti Eni										7.325			(195)	7.130	
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.790			(3.590)	4.200	
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)	
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953	
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.325			(195)	7.130	

(a) Per effetto della dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2013

[€ milioni]

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Altre	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	14.871	(2.992)	(1.517)	(725)	(83)	(337)	(399)	38	8.856
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(1)	93	61		52			205
svalutazioni	19	1.685	633	44		19			2.400
plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)		107	(3)			(187)
accantonamenti a fondo rischi	7	292		4		31			334
oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	23	2	20	72		270
derivati su commodity	(2)	314	5	(1)	(1)				315
differenze e derivati su cambi	(2)	(186)	(2)	(5)					(195)
altro	(16)	23	3		(109)	8	(5)		(96)
Special item dell'utile operativo	(225)	2.138	814	126	(1)	127	67		3.046
Utile operativo adjusted	14.646	(663)	(482)	(386)	(84)	(210)	(332)	129	12.618
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	24	(4)	(2)	(5)	4	(554)		(801)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	367	100	70		(12)	1	290		816
Imposte sul reddito ^(a)	(8.797)	293	184	50	(152)		124	(90)	(8.388)
Tax rate (%)	59,6				66,4
Utile netto adjusted	5.952	(246)	(232)	(338)	(253)	(205)	(472)	39	4.245
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									(188)
- azionisti Eni									4.433
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.160
Esclusione (utile) perdita di magazzino									438
Esclusione special item									(1.165)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.433

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item ^(a)	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Oneri (proventi) non ricorrenti		250	(246)	69		
di cui: onere transazione TSKJ		250				
sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre			(246)	69		
Altri special item:	1.045	2.536	1.498	4.795		3.046
- oneri ambientali	298	1.369	186	134		205
- svalutazioni	1.162	702	1.022	4.029		2.400
- plusvalenze nette su cessione di asset	(277)	(248)	(61)	(570)		(187)
- accantonamenti a fondo rischi	128	95	88	945		334
- oneri per incentivazione all'esodo	134	423	209	66		270
- derivati su commodity	(287)	(2)	15	(1)		315
- differenze e derivati su cambi	(117)	216	(85)	(79)		(195)
- altro	4	(19)	124	271		(96)
Special item dell'utile operativo	1.295	2.290	1.567	4.795		3.046
Oneri (proventi) finanziari	117	(181)	89	202		190
di cui:						
Riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	117	(216)	85	79		195
Oneri (proventi) su partecipazioni	179	(324)	(883)	(5.408)		(5.299)
di cui:						
plusvalenza da cessione			(332)	(1.118)	(2.354)	(3.599)
di cui: plusvalenze trasporto internazionale				(1.044)		(3.359)
cessione 28,57% di Eni East Africa						(98)
Galp					(311)	(75)
Snam					(2.019)	
Padana Energia			(169)			
GreenStream			(93)			
plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni					(3.151)	(1.682)
di cui: Galp					(1.700)	
Snam					(1.451)	
Artic Russia						(1.682)
svalutazioni di partecipazioni	179	28	191	156		11
Imposte sul reddito	(560)	(624)	60	(31)		898
di cui:						
svalutazione imposte anticipate E&P	72					
svalutazione imposte anticipate imprese italiane					803	954
adeguamento fiscalità differita su PSA				552		490
linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	(219)	29	29	147		64
fiscalità su special item	(413)	(653)	(521)	(981)		(610)
Totale special item dell'utile netto	1.031	1.161	833	(442)		(1.165)

(a) Includono le discontinued operations.

Utile operativo adjusted per settore	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		9.489	13.898	16.075	18.537	14.646
Gas & Power		2.022	1.268	(247)	356	(663)
Refining & Marketing		(381)	(181)	(539)	(321)	(482)
Versalis		(441)	(96)	(273)	(483)	(386)
Ingegneria & Costruzioni		1.120	1.326	1.443	1.474	(84)
Altre attività		(258)	(205)	(226)	(222)	(210)
Corporate e società finanziarie		(342)	(265)	(266)	(325)	(332)
Effetto eliminazione utili interni		1.513	1.100	1.263	782	129
		12.722	16.845	17.230	19.798	12.618

Utile netto adjusted per settore	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		3.881	5.609	6.865	7.426	5.952
Gas & Power		1.655	1.267	252	473	(246)
Refining & Marketing		(212)	(56)	(264)	(179)	(232)
Versalis		(351)	(73)	(206)	(395)	(338)
Ingegneria & Costruzioni		892	994	1.098	1.111	(253)
Altre attività		(245)	(216)	(225)	(247)	(205)
Corporate e società finanziarie		(708)	(867)	(753)	(976)	(472)
Effetto eliminazione utili interni		1.427	1.124	1.146	661	39
		6.339	7.782	7.913	7.874	4.245
<i>di cui:</i>						
Utile netto adjusted di terzi azionisti		1.018	1.012	975	744	188
Utile netto adjusted di competenza Eni		5.321	6.770	6.938	7.130	4.433

Proventi (oneri) finanziari netti	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Proventi su partecipazioni		163				
Differenze attive (passive) nette di cambio		(106)	92	(111)	131	36
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto e altro		(614)	(634)	(809)	(1.078)	(873)
Proventi netti su titoli strumentali all'attività operativa		3	10	9	9	8
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(197)	(236)	(235)	(308)	(240)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati		(6)	(131)	(112)	(251)	(92)
a dedurre:						
oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		192	150	112	150	170
		(565)	(749)	(1.146)	(1.347)	(991)
di cui proventi su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti di imposta		40	64	67	61	71

Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		655	673	634	526	369
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		(241)	(149)	(106)	(233)	(117)
Plusvalenze nette da cessioni		16	332	1.121	349	3.598
Dividendi		164	264	659	431	400
Utilizzi (Accantonamenti) al fondo copertura perdite		(59)	(31)	(28)	(15)	
Altri proventi (oneri) netti		(1)	23	(157)	1.823	1.865
		534	1.112	2.123	2.881	6.115

Immobilizzazioni materiali	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Immobilizzazioni materiali lorde						
Exploration & Production		71.189	85.494	96.561	103.369	107.380
Gas & Power		4.750	4.155	4.206	4.373	4.438
Refining & Marketing		13.378	14.177	14.884	15.744	16.284
Versalis		5.174	5.226	5.438	5.589	5.898
Ingegneria & Costruzioni		9.163	10.714	11.809	12.621	12.774
Altre attività - Snam ^(*)		17.290	18.355	19.449		
Altre attività		1.592	1.614	1.617	1.617	1.522
Corporate e società finanziarie		373	372	422	470	589
Effetto eliminazione utili interni		[343]	[495]	[523]	[486]	[490]
		122.566	139.612	153.863	143.297	148.395
Immobilizzazioni materiali nette						
Exploration & Production		34.462	40.521	45.527	47.533	48.157
Gas & Power		3.235	2.614	2.501	2.412	1.137
Refining & Marketing		4.397	4.766	4.758	4.439	4.127
Versalis		853	990	960	928	1.105
Ingegneria & Costruzioni		6.305	7.422	7.969	8.213	7.928
Altre attività - Snam ^(*)		10.543	11.262	12.016		
Altre attività		79	78	76	76	72
Corporate e società finanziarie		179	171	196	227	322
Effetto eliminazione utili interni		[288]	[420]	[425]	[362]	[342]
		59.765	67.404	73.578	63.466	62.506

(*) Le attività materiali Snam sono state riclassificate dal settore Gas & Power.

Investimenti tecnici per settore	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production		9.486	9.690	9.435	10.307	10.475
Gas & Power		207	265	192	225	232
Refining & Marketing		635	711	866	842	619
Versalis		145	251	216	172	314
Ingegneria & Costruzioni		1.630	1.552	1.090	1.011	902
Altre attività		44	22	10	14	21
Corporate e società finanziarie		57	109	128	152	190
Effetto eliminazione utili interni		12	[150]	[28]	38	[3]
Investimenti tecnici - continuing operations		12.216	12.450	11.909	12.761	12.750
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.479	1.420	1.529	756	
Investimenti tecnici		13.695	13.870	13.438	13.517	12.750
Investimenti in partecipazioni		2.323	410	360	569	317
Investimenti		16.018	14.280	13.798	14.086	13.067

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione	(€ milioni)	2009	2010	2011	2012	2013
Italia		1.719	1.624	2.058	2.130	2.003
Resto dell'Unione Europea		1.454	1.710	1.343	1.259	1.084
Resto d'Europa		574	724	1.168	1.626	1.552
Africa		4.645	5.083	4.369	4.725	4.556
Americhe		1.207	1.156	978	1.184	1.503
Asia		2.033	1.941	1.608	1.663	1.799
Altre aree		584	212	385	174	253
Totale estero		10.497	10.826	9.851	10.631	10.747
Investimenti tecnici - continuing operations		12.216	12.450	11.909	12.761	12.750
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.479	1.420	1.529	756	
Investimenti tecnici		13.695	13.870	13.438	13.517	12.750

Indebitamento finanziario netto		(€ milioni)			
	Debiti finanziari e obbligazioni	Disponibilità liquide ed equivalenti	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Totale
2009					
Breve termine	6.736	(1.608)	(64)	(73)	4.991
Lungo termine	18.064				18.064
	24.800	(1.608)	(64)	(73)	23.055
2010					
Breve termine	7.478	(1.549)	(109)	(6)	5.814
Lungo termine	20.305				20.305
	27.783	(1.549)	(109)	(6)	26.119
2011					
Breve termine	6.495	(1.500)	(37)	(28)	4.930
Lungo termine	23.102				23.102
	29.597	(1.500)	(37)	(28)	28.032
2012					
Breve termine	5.184	(7.765)	(34)	(1.153)	(3.768)
Lungo termine	19.279				19.279
	24.463	(7.765)	(34)	(1.153)	15.511
2013					
Breve termine	4.891	(5.288)	(5.037)	(126)	(5.560)
Lungo termine	20.988				20.988
	25.879	(5.288)	(5.037)	(126)	15.428

Personale

Personale a fine periodo	(numero)	2009	2010	2011	2012	2013
Exploration & Production	Italia	3.883	3.906	3.797	3.933	4.133
	Eestero	6.388	6.370	6.628	7.371	8.219
		10.271	10.276	10.425	11.304	12.352
Gas & Power	Italia	2.585	2.479	2.310	2.126	2.178
	Eestero	2.562	2.593	2.485	2.626	2.336
		5.147	5.072	4.795	4.752	4.514
Refining & Marketing	Italia	6.467	6.162	5.790	5.505	5.313
	Eestero	1.699	1.860	1.801	1.620	1.629
		8.166	8.022	7.591	7.125	6.942
Versalis	Italia	5.045	4.903	4.750	4.606	4.615
	Eestero	1.023	1.069	1.054	1.062	1.093
		6.068	5.972	5.804	5.668	5.708
Ingegneria & Costruzioni	Italia	5.174	4.915	5.197	5.186	5.136
	Eestero	30.795	33.911	33.364	38.201	42.073
		35.969	38.826	38.561	43.387	47.209
Altre attività	Italia	968	939	880	871	818
	Eestero	-	-	-	-	-
		968	939	880	871	818
Corporate e società finanziarie	Italia	4.706	4.497	4.334	4.577	4.589
	Eestero	166	164	184	154	157
		4.872	4.661	4.518	4.731	4.746
Totale occupazione a fine periodo	Italia	28.828	27.801	27.058	26.804	26.782
	Eestero	42.633	45.967	45.516	51.034	55.507
		71.461	73.768	72.574	77.838	82.289
di cui dirigenti		1.438	1.454	1.468	1.474	1.475

Informazioni supplementari sulle attività di esplorazione e produzione

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 US 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 2013 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 108\$/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 valutazione¹ 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 indipendenti². 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 2013 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2013 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 30% delle riserve Eni al 31 dicembre 2013³.

Nel triennio 2011-2013 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2013 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) ed Elgin Franklin (Regno Unito).

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 assolute 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 49%, il 47% e il 51% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buyback; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano l'1%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013.

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 0,8%, l'1,1% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

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 idrocarburi, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2011, 2012 e 2013.

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

[2] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2013".

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

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
<i>di cui: sviluppate</i>	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
<i>non sviluppate</i>	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
Acquisizioni	2								2
Revisioni di precedenti stime	48	94	88	12	(137)	(26)	10	17	106
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte	1	13	3	14			40		71
Produzione	(68)	(78)	(158)	(133)	(39)	(39)	(42)	(11)	(568)
Cessioni		(2)		(7)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			23	28		317	143		511
<i>di cui: sviluppate</i>			22	5		43	26		96
<i>non sviluppate</i>			1	23		274	117		415
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				37		73	13		123
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				19		268	233		520
Produzione			(2)	(1)		(2)	(4)		(9)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			21	83		656	386		1.146
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.052	1.104	950	886	624	133	7.086
Sviluppate									
consolidate	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
joint venture e collegate			19	4		5	26		54
Non sviluppate	167	256	858	358	468	752	436	21	3.316
consolidate	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
joint venture e collegate			2	79		651	360		1.092

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
di cui: sviluppate	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
non sviluppate	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	24	20	67	82	91	(5)	34	8	321
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte	4	6	10	86	85		9		200
Produzione	(69)	(66)	(213)	(126)	(37)	(41)	(45)	(13)	(610)
Cessioni	(142)			(22)	(48)				(212)
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			21	83		656	386		1.146
di cui: sviluppate			19	4		5	26		54
non sviluppate			2	79		651	360		1.092
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime						8	247		255
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1	3		10	135		149
Produzione			(2)	(1)		(6)	(4)		(13)
Cessioni				(4)			(34)		(38)
Riserve al 31 dicembre 2012			20	81		668	730		1.499
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.935	1.129	1.041	852	966	128	7.166
Sviluppate									
consolidate	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
joint venture e collegate			20			82	20		122
Non sviluppate	118	242	835	413	583	662	776	21	3.650
consolidate	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
joint venture e collegate				81		586	710		1.377

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
<i>di cui: sviluppate</i>	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
<i>non sviluppate</i>	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
Acquisizioni			4						4
Revisioni di precedenti stime	38	35	59	169	30	81	37	59	508
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte	4	1	6	53		38	6		108
Produzione	(67)	(57)	(201)	(120)	(36)	(40)	(39)	(11)	(571)
Cessioni		(13)							(13)
Riserve al 31 dicembre 2013	499	557	1.783	1.155	1.035	263	240	176	5.708
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012			20	81		668	730		1.499
<i>di cui: sviluppate</i>			20			82	20		122
<i>non sviluppate</i>				81		586	710		1.377
Acquisizioni			1	(5)		4			
Revisioni di precedenti stime									
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(2)	(1)		(13)	(4)		(20)
Cessioni						(652)			(652)
Riserve al 31 dicembre 2013			19	75		7	726		827
Riserve al 31 dicembre 2013	499	557	1.802	1.230	1.035	270	966	176	6.535
Sviluppate									
consolidate	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
joint venture e collegate			19			3	18		40
Non sviluppate	91	214	780	529	469	177	795	53	3.108
consolidate	91	214	780	454	469	173	87	53	2.321
joint venture e collegate				75		4	708		787

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
<i>di cui: sviluppate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>			18	4		5	25		52
<i>non sviluppate</i>			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									
consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate									
consolidate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
joint venture e collegate			1	18		110	126		255

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
<i>di cui: sviluppate</i>	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
<i>non sviluppate</i>	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	181
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		86
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	(316)
Cessioni				(6)	(23)				(29)
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
<i>di cui: sviluppate</i>			16	4			25		45
<i>non sviluppate</i>			1	18		110	126		255
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			1
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			4
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		(7)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
joint venture e collegate				16		106	100		222

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
<i>di cui: sviluppate</i>	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
<i>non sviluppate</i>	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Acquisizioni			3						3
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	236
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		58
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	(297)
Cessioni		(10)							(10)
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
<i>di cui: sviluppate</i>			17			8	19		44
<i>non sviluppate</i>				16		106	100		222
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		(7)
Cessioni						(111)			(111)
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
Sviluppate									
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
Non sviluppate									
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e collegate				15		1	97		113

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
<i>di cui: sviluppate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
<i>non sviluppate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
Acquisizioni	257								257
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	18.995
Miglioramenti di recupero assistito		93							93
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		5.096
Produzione	(6.969)	(5.555)	(13.077)	(5.232)	(2.387)	(4.180)	(3.452)	(1.010)	(41.862)
Cessioni		(14)		(11)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
<i>di cui: sviluppate</i>			627	107		6.051	173		6.958
<i>non sviluppate</i>			69	3.232		36.979	454		40.734
Acquisizioni		54							54
Revisioni di precedenti stime			(64)	4.168		10.531	304		14.939
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.093		32.585	36.086		70.764
Produzione		(4)	(64)	(20)		(266)	(2)		(356)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
Sviluppate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
joint venture e collegate		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
<i>di cui: sviluppate</i>	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
<i>non sviluppate</i>	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	17.156
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		17.789
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	(45.728)
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				(28.626)
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
<i>di cui: sviluppate</i>		3	498	108		665	237		1.511
<i>non sviluppate</i>		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(43)	(53)	95		33	37.950		37.982
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				477		1.082	20.917		22.476
Produzione		(5)	(55)	(46)		(812)	(5)		(923)
Cessioni				(99)			(871)		(970)
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
consolidate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
joint venture e collegate		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
consolidate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		179.644

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
<i>di cui: sviluppate</i>	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
<i>non sviluppate</i>	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
Acquisizioni			130						130
Revisioni di precedenti stime	2.963	2.929	7.173	13.455	(93)	2.951	4.008	8.945	42.331
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	679	15	687	385		5.881	208		7.855
Produzione	(6.514)	(4.440)	(17.246)	(4.979)	(2.206)	(3.668)	(2.528)	(1.141)	(42.722)
Cessioni		(480)							(480)
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
<i>di cui: sviluppate</i>		2	460			11.388	164		12.014
<i>non sviluppate</i>				10.007		74.795	94.842		179.644
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(2)	18	(510)		460	(43)		(77)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(57)	(147)		(1.712)	(8)		(1.924)
Cessioni						(84.128)			(84.128)
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.583	76.552	55.402	21.892	109.352	24.001	514.452
Sviluppate	35.835	25.587	69.282	36.666	42.144	8.483	8.920	15.894	242.811
consolidate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
joint venture e collegate			418			382	151		951
Non sviluppate	7.494	9.754	79.301	39.886	13.258	13.409	100.432	8.107	271.641
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		104.578

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
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 ^(b)	(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^(c)	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) 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.

(b) Include svalutazioni di attività per €189 milioni.

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

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
Totale ricavi	3.762	3.892	11.467	8.283	1.827	1.812	1.720	758	33.521
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(779)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.612)
Altri (oneri) proventi	(198)	(122)	(934)	(435)	206	(149)	74	(42)	(1.600)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.144	2.278	8.247	3.374	1.722	461	30	292	18.548
Imposte sul risultato	(919)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.225	754	3.053	866	986	285	16	128	7.313
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
Totale ricavi		2	20	44		144	300		510
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(61)	5	(33)		75	62		48
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(61)	2	(29)		39	24		(25)

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €189 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €2 milioni.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.784	2.468	2.341	5.264	396	870	1.537	146	16.806
- vendite a terzi		704	7.723	1.855	1.175	864	93	338	12.752
Totale ricavi	3.784	3.172	10.064	7.119	1.571	1.734	1.630	484	29.558
Costi operativi	(391)	(717)	(649)	(932)	(192)	(224)	(342)	(119)	(3.566)
Imposte sulla produzione	(326)		(317)	(710)		(38)		(25)	(1.416)
Costi di ricerca	(32)	(288)	(95)	(869)	(1)	(205)	(136)	(110)	(1.736)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(909)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	(5.996)
Altri (oneri) proventi	(271)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	(1.874)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.855	1.755	6.802	2.207	1.162	603	324	262	14.970
Imposte sul risultato	(873)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	(8.702)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	982	749	2.521	505	766	425	207	113	6.268
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			20	26		199	243		488
Totale ricavi			20	26		199	243		488
Costi operativi			(11)	(44)		(18)	(23)		(96)
Imposte sulla produzione			(4)			(14)	(113)		(131)
Costi di ricerca		(8)	(3)			(25)	(1)		(37)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(65)	(40)		(107)
Altri (oneri) proventi		(4)	5	(12)		(13)	(38)		(62)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(13)	6	(30)		64	28		55
Imposte sul risultato			(4)	(10)		(35)	30		(19)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(13)	2	(40)		29	58		36

(a) Include svalutazioni di attività per €15 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate di €20 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €6 milioni.

Costi capitalizzati ^(a)		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	12.579	12.428	16.240	20.875	2.451	6.477	10.018	1.894	82.962
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	324	411	3.047	39	1.467	1.249	200	6.768
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	267	39	1.421	961	75	78	59	12	2.912
Immobilizzazioni in corso	732	3.347	3.181	974	5.746	358	876	1	15.215
Costi capitalizzati lordi	13.609	16.138	21.253	25.857	8.311	8.380	12.202	2.107	107.857
Fondi ammortamento e svalutazione	(9.364)	(9.346)	(10.671)	(14.225)	(928)	(6.002)	(7.879)	(832)	(59.247)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(b) (c)}	4.245	6.792	10.582	11.632	7.383	2.378	4.323	1.275	48.610
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		1	83	52		964	322		1.422
Attività relative a riserve probabili e possibili		54				279			333
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso		22	1	1.052		114	200		1.389
Costi capitalizzati lordi		77	91	1.104		1.363	525		3.160
Fondi ammortamento e svalutazione		(55)	(72)			(421)	(111)		(659)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(b) (c)}		22	19	1.104		942	414		2.501
2013									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	13.516	12.497	18.237	21.854	2.351	6.604	10.652	1.662	87.373
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	385	428	2.835	37	1.441	1.419	190	6.766
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	269	37	1.370	992	78	90	57	12	2.905
Immobilizzazioni in corso	799	2.803	1.105	1.851	6.069	634	669	24	13.954
Costi capitalizzati lordi	14.615	15.722	21.140	27.532	8.535	8.769	12.797	1.888	110.998
Fondi ammortamento e svalutazione	(10.269)	(8.581)	(11.370)	(15.562)	(1.000)	(6.269)	(8.406)	(723)	(62.180)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(b) (c)}	4.346	7.141	9.770	11.970	7.535	2.500	4.391	1.165	48.818
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	34		438	429		980
Attività relative a riserve probabili e possibili		52				74			126
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	3		11
Immobilizzazioni in corso		20	4	1.059			378		1.461
Costi capitalizzati lordi		74	88	1.093		513	810		2.578
Fondi ammortamento e svalutazione		(56)	(67)			(405)	(145)		(673)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(b) (c)}		18	21	1.093		108	665		1.905

(a) 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.

(b) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €672 milioni nel 2012 e per €715 milioni nel 2013 per le società consolidate e per €24 milioni nel 2012 e per €12 milioni nel 2013 per le società in joint venture e collegate.

(c) 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 €4.071 milioni nel 2012 e €3.703 milioni nel 2013 e per le società in joint venture e collegate pari a €74 milioni nel 2012 e €76 milioni nel 2013.

Costi sostenuti ^(a)		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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 ^(b)	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 ^(c)		2	3	659		68	154		886
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		7	3	664		76	163		913
2012									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo ^(b)	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
Totale costi sostenuti società consolidate	1.077	2.636	1.608	3.415	765	895	1.153	112	11.661
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo ^(c)		19	7	117		188	154		485
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		32	9	128		192	154		515
2013									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			64						64
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			45						45
Costi di ricerca	32	357	95	757	1	233	110	84	1.669
Costi di sviluppo ^(b)	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
Totale costi sostenuti società consolidate	729	2.212	969	3.374	601	952	1.251	141	10.229
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5	3			81	1		90
Costi di sviluppo ^(c)		1	5	39		353	318		716
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		6	8	39		434	319		806

(a) I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per € 918 milioni nel 2011, per € 1.381 milioni nel 2012 e decrementi per € 191 milioni nel 2013.

(c) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per € 15 milioni nel 2011, per € 63 milioni nel 2012 e per € 10 milioni nel 2013.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza te-

nera conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2011									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	323.273
Costi futuri di produzione	(5.740)	(7.666)	(17.627)	(15.191)	(7.845)	(3.852)	(2.687)	(813)	(61.421)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.712)	(7.059)	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	(35.751)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	27.748	23.249	82.559	38.338	38.893	3.709	7.457	4.148	226.101
Imposte sul reddito future	(9.000)	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	(109.381)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.748	7.337	35.883	15.263	29.027	2.585	4.983	2.894	116.720
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.692)	(2.572)	(16.191)	(4.833)	(17.599)	(559)	(1.914)	(1.122)	(54.482)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.056	4.765	19.692	10.430	11.428	2.026	3.069	1.772	62.238
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		21	649	1.866		6.141	15.067		23.744
Costi futuri di produzione		(5)	(259)	(471)		(1.540)	(4.598)		(6.873)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(2)	(36)	(147)		(1.247)	(1.754)		(3.186)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		14	354	1.248		3.354	8.715		13.685
Imposte sul reddito future		(3)	(3)	(189)		(824)	(5.368)		(6.387)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		11	351	1.059		2.530	3.347		7.298
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(183)	(475)		(1.825)	(2.155)		(4.638)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		11	168	584		705	1.192		2.660
Totale	9.056	4.776	19.860	11.014	11.428	2.731	4.261	1.772	64.898
31 dicembre 2012									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.756	23.211	81.376	35.261	40.141	3.053	6.986	3.839	214.623
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	13.845	8.148	37.120	13.913	29.848	2.150	4.080	2.658	111.762
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.326	5.518	20.581	8.937	11.905	1.654	2.743	1.628	61.292
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		29.074
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			438	2.917		3.412	10.566		17.333
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			402	1.626		2.617	4.837		9.482
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			196	664		870	1.216		2.946
Totale	8.326	5.518	20.777	9.601	11.905	2.524	3.959	1.628	64.238

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2013									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	291.823
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	(62.427)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(7.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	(35.184)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	17.986	20.281	67.967	35.205	38.237	4.651	6.287	3.598	194.212
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	(89.710)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.210	7.535	32.080	14.714	28.298	3.260	3.900	2.505	104.502
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	(48.325)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.162	5.425	17.753	9.095	11.314	1.577	2.547	1.304	56.177
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			524	4.041		262	17.239		22.066
Costi futuri di produzione			(164)	(1.465)		(38)	(5.467)		(7.134)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(17)	(85)		(73)	(2.299)		(2.474)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			343	2.491		151	9.473		12.458
Imposte sul reddito future			(20)	(1.617)		(61)	(4.156)		(5.854)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			323	874		90	5.317		6.604
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(175)	(401)		(20)	(3.681)		(4.277)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			148	473		70	1.636		2.327
Totale	7.162	5.425	17.901	9.568	11.314	1.647	4.183	1.304	58.504

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)			
	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2010	46.077	1.083	47.160
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	(24.044)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	41.403
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	4.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	(4.282)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	8.167
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	1.250
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	8.875
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	(18.745)
- acquisizioni di riserve	37	10	47
- cessioni di riserve	(146)		(146)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	1.176
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.161	1.577	17.738
Valore al 31 dicembre 2011	62.238	2.660	64.898
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	(883)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(946)	286	(660)
Valore al 31 dicembre 2012	61.292	2.946	64.238
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	(24.837)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	(3.855)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	1.702
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	(7.248)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	9.121
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	6.087
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	12.458
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	5.966
- acquisizioni di riserve	74		74
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(5.115)	(619)	(5.734)
Valore al 31 dicembre 2013	56.177	2.327	58.504

Dati infrannuali

Principali dati economico-finanziari delle continuing operations ^{(a) (b)}

	2011				2012				2013				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Ricavi	28.408	24.118	25.516	29.648	33.140	30.063	31.494	32.523	127.220	28.111	29.423	26.023	114.722
Utile operativo	5.583	3.604	4.241	3.375	6.549	2.791	4.081	1.650	15.071	3.834	3.303	260	8.856
Utile operativo adjusted:	5.010	3.717	4.267	4.236	6.237	4.221	4.370	4.970	19.798	3.713	3.439	3.519	12.618
Exploration & Production	4.131	3.822	3.909	4.213	5.095	4.239	4.336	4.867	18.537	3.999	3.409	3.321	14.646
Gas & Power	335	(314)	(196)	(72)	1.019	(401)	(304)	42	356	(227)	(436)	(356)	(665)
Refining & Marketing	(149)	(124)	2	(268)	(224)	(142)	52	(7)	(321)	(152)	(174)	(61)	(482)
Versalis	(13)	(32)	(77)	(151)	(169)	(25)	(173)	(116)	(483)	(63)	(82)	(111)	(386)
Ingegneria & Costruzioni	342	378	333	390	378	389	387	320	1.474	204	(680)	238	(84)
Altre attività	(45)	(60)	(52)	(69)	(45)	(57)	(40)	(80)	(222)	(55)	(52)	(51)	(210)
Corporate e società finanziarie	(84)	(69)	(94)	(19)	(80)	(99)	(64)	(82)	(325)	(82)	(76)	(82)	(332)
Effetto eliminazione degli utili intermedi e altre elisioni	493	116	442	212	263	317	176	26	782	89	38	(44)	46
Utile netto ^(c)	2.547	1.254	1.770	1.289	3.617	227	2.485	1.461	7.790	1.543	275	3.989	(647)
-continuing operations	2.614	1.197	1.775	1.316	3.544	156	2.464	(1.964)	4.200	1.543	275	3.989	(647)
-discontinued operations	(67)	57	(5)	(27)	73	71	21	3.425	3.590				
Investimenti tecnici	2.615	3.343	2.568	3.383	2.632	3.015	3.224	3.890	12.761	3.119	2.812	3.053	3.766
Investimenti in partecipazioni	41	87	92	140	245	61	207	56	569	113	63	40	101
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	24.951	25.978	28.273	28.032	27.426	26.909	19.617	15.511	15.511	15.985	16.492	15.146	15.428

(a) I dati infrannuali non sono oggetto di revisione contabile.

(b) In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i risultati dei Business regolati Italia gestiti dalla Snam e oggetto di cessione come sancito nel Decreto Liberalizzazioni 1/2012, convertito in Legge il 24 marzo 2012, sono stati rappresentati a partire dal 1° luglio 2012 come "discontinued operations". I periodi contabili di confronto sono stati oggetto di re-statement per omogeneità.

(c) Di competenza Eni.

Dati di scenario

	2011				2012				2013				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(b)	104,97	117,36	113,46	109,31	111,27	118,49	108,19	109,61	110,02	112,60	102,44	110,37	109,27
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,367	1,439	1,413	1,348	1,392	1,311	1,281	1,250	1,297	1,321	1,306	1,324	1,361
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	76,79	81,56	80,30	81,09	79,94	90,38	84,46	87,69	84,83	85,24	78,44	83,36	80,29
Margini europei medi di raffinazione ^(c)	1,74	1,09	2,87	2,52	2,06	2,92	5,89	7,96	2,54	3,97	3,97	2,14	0,48
Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,35	2,20	2,92	3,13	2,90	3,26	6,31	7,35	2,83	4,30	3,76	1,69	0,64
Margini europei medi di raffinazione in euro	1,27	0,76	2,03	1,87	1,48	2,23	4,60	6,37	1,96	3,01	3,04	1,62	0,35
Prezzo gas NBP ^(d)	9,09	9,36	8,74	8,92	9,03	9,34	9,09	9,00	10,49	11,46	10,06	10,11	10,95
Euribor - a tre mesi (%)	1,1	1,4	1,6	1,5	1,4	1,0	0,7	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,3	0,3	0,5	0,3	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(d) In USD per milioni di BTU. Fonte: Platt's Oilgram.

Principali dati operativi

	2011				2012				2013						
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.			
Produzione giornaliera di petrolio (mgl bbls)	899	793	793	896	845	867	856	891	912	882	818	845	851	816	833
Produzione giornaliera di gas naturale (mln mc)	123	110	107	123	116	127	124	129	130	127	121	125	125	118	122
Produzione giornaliera di idrocarburi (mgl boe)	1.684	1.489	1.473	1.678	1.581	1.683	1.656	1.718	1.747	1.701	1.600	1.648	1.653	1.577	1.619
<i>Italia</i>	186	172	193	191	186	188	187	187	195	189	180	181	189	192	186
<i>Resto d'Europa</i>	224	221	203	217	216	206	173	162	172	178	158	151	141	173	155
<i>Africa Settentrionale</i>	505	384	367	497	438	570	573	593	610	586	554	598	569	506	556
<i>Africa Sub-Sahariana</i>	375	356	364	381	369	335	333	387	324	345	313	322	377	316	332
<i>Kazakhstan</i>	117	106	96	105	106	111	106	90	99	102	103	105	90	102	100
<i>Resto dell'Asia</i>	120	104	103	121	112	111	128	128	149	129	141	150	143	143	144
<i>America</i>	131	122	121	128	126	119	120	135	166	135	119	110	117	116	116
<i>Australia e Oceania</i>	26	24	26	38	28	43	36	36	32	37	32	31	27	29	30
Produzione venduta (mln boe)	145,7	129,1	130,0	143,7	548,5	149,2	144,6	150,5	154,4	598,7	135,8	140,3	141,8	137,4	555,3
Vendite di gas naturale a terzi (mld mc)	2787	1733	14,59	21,23	81,02	26,12	16,38	16,56	21,91	80,97	26,71	16,13	15,27	22,17	80,28
Autoconsumo di gas naturale	1,65	1,53	1,41	1,62	6,21	1,77	1,57	1,58	1,51	6,43	1,56	1,29	1,53	1,55	5,93
Vendite a terzi e autoconsumo	29,52	18,86	16,00	22,85	87,23	27,89	17,95	18,14	23,42	87,40	28,27	17,42	16,80	23,72	86,21
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	2,81	2,14	1,96	2,62	9,53	2,72	2,20	1,34	1,66	7,92	1,95	1,62	1,55	1,84	6,96
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	32,33	21,00	17,96	25,47	96,76	30,61	20,15	19,48	25,08	95,32	30,22	19,04	18,35	25,56	93,17
Vendite di energia elettrica (TWh)	9,68	9,66	9,55	11,39	40,28	12,29	9,62	10,54	10,13	42,58	9,16	8,69	8,45	8,75	35,05
Vendite di prodotti petroliferi: (mln ton)	10,34	11,03	13,16	10,49	45,02	10,01	12,73	13,25	12,34	48,33	10,65	10,42	11,91	10,51	43,49
<i>Rete Italia</i>	1,94	2,14	2,23	2,05	8,36	1,81	1,98	2,24	1,80	7,83	1,65	1,71	1,71	1,57	6,64
<i>Extrarrete Italia</i>	2,19	2,22	2,47	2,48	9,36	2,06	2,18	2,20	2,18	8,62	1,86	2,08	2,26	2,17	8,37
<i>Rete Resto d'Europa</i>	0,70	0,76	0,80	0,75	3,01	0,72	0,76	0,81	0,75	3,04	0,68	0,78	0,83	0,76	3,05
<i>Extrarrete Resto d'Europa</i>	0,81	0,97	1,08	0,98	3,84	0,89	1,03	1,05	0,99	3,96	0,94	1,08	1,10	1,11	4,23
<i>Extrarrete altro estero</i>	0,10	0,11	0,11	0,11	0,43	0,10	0,11	0,10	0,11	0,42	0,10	0,11	0,11	0,11	0,43
<i>Altre vendite</i>	4,60	4,83	6,47	4,12	20,02	4,43	6,67	6,85	6,51	24,46	5,42	4,66	5,90	4,79	20,77

Tabella di conversione dell'energia

Petrolio [densità media di riferimento 32,35 °API, densità relativa 0,8636]

1 barile	(bbl)	158,987 l petrolio ^(a)	0,159 m ³ petrolio	162,602 m ³ gas 5,800,000 btu	5.492 ft ³ gas
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno			
1 metro cubo	(m ³)	1.000 l petrolio	6,43 bbl	1.033 m ³ gas	36.481 ft ³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49 l petrolio	7,299 bbl	1,161 m ³ petrolio 1.187 m ³ gas	41.911 ft ³ gas

Gas

1 metro cubo	(m ³)	0,976 l petrolio	0,00643 bbl	35.314,67 btu	35.315 ft ³ gas
1.000 piedi cubi	(ft ³)	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000 btu	27,317 m ³ gas 0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m ³ petrolio	28,3 m ³ gas 1.000 ft ³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52.000.000 btu	52.000 ft ³ gas

Energia elettrica

1 megawattora = 1.000 kWh	(MWh)	93,532 l petrolio	0,5883 bbl	0,0955 m ³ petrolio	94,488 m ³ gas	3.412,14 ft ³ gas
1 terajoule	(TJ)	25.981,45 l petrolio	163,42 bbl	25,9814 m ³ petrolio	26.939,46 m ³ gas	947.826,7 ft ³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8 l petrolio	0,68 bbl	0,109 m ³ petrolio	112,4 m ³ gas	3.968,3 ft ³ gas

(a) l petrolio: litri di petrolio.

Fattori di conversione delle masse

	chilogrammo (kg)	libbra (lb)	tonnellata metrica (t)
kg	1	2,2046	0,001
lb	0,4536	1	0,0004536
t	1.000	22.046	1

Fattori di conversione delle lunghezze

	metro (m)	pollice (in)	piede (ft)	iarda (yd)
m	1	39,37	3,281	1,093
in	0,0254	1	0,0833	0,0278
ft	0,3048	12	1	0,3333
yd	0,9144	36	3	1

Fattori di conversione dei volumi

	piede cubo (ft ³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m ³)
ft ³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,615	1	159	0,158984
l	0,035311	0,0063	1	0,001
m ³	35,3107	6,2898	10 ³	1