

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

## ■ 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]								
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Attività relative a riserve certe	13.465	12.497	18.237	21.854	2.351	6.604	10.652	1.662	87.322
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
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>14.564</b>	<b>15.722</b>	<b>21.140</b>	<b>27.532</b>	<b>8.535</b>	<b>8.769</b>	<b>12.797</b>	<b>1.888</b>	<b>110.947</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(10.241)	(8.581)	(11.370)	(15.562)	(1.000)	(6.269)	(8.406)	(723)	(62.152)
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate<sup>a)[b]</sup></b>	<b>4.323</b>	<b>7.141</b>	<b>9.770</b>	<b>11.970</b>	<b>7.535</b>	<b>2.500</b>	<b>4.391</b>	<b>1.165</b>	<b>48.795</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
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
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>74</b>	<b>88</b>	<b>1.093</b>			<b>513</b>	<b>810</b>		<b>2.578</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(56)	(67)				(405)	(145)		(673)
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate<sup>a)[b]</sup></b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>1.093</b>			<b>108</b>	<b>665</b>		<b>1.905</b>
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Attività relative a riserve certe	14.862	13.754	21.549	27.697	2.917	8.827	13.050	1.825	104.481
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	399	493	3.263	43	1.590	1.588	214	7.621
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	346	42	1.569	1.164	94	35	66	13	3.329
Immobilizzazioni in corso	816	3.527	1.411	2.988	7.140	690	819	120	17.511
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>16.055</b>	<b>17.722</b>	<b>25.022</b>	<b>35.112</b>	<b>10.194</b>	<b>11.142</b>	<b>15.523</b>	<b>2.172</b>	<b>132.942</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(11.154)	(9.519)	(14.335)	(20.039)	(1.241)	(8.042)	(10.605)	(1.009)	(75.944)
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate<sup>a)[b]</sup></b>	<b>4.901</b>	<b>8.203</b>	<b>10.687</b>	<b>15.073</b>	<b>8.953</b>	<b>3.100</b>	<b>4.918</b>	<b>1.163</b>	<b>56.998</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Attività relative a riserve certe	2	77	24			539	549		1.191
Attività relative a riserve probabili e possibili	31					84			115
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		7				1	4		12
Immobilizzazioni in corso	12	5	1.241				776		2.034
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>45</b>	<b>89</b>	<b>1.265</b>			<b>624</b>	<b>1.329</b>		<b>3.352</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(39)	(69)				(522)	(230)		(860)
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate<sup>a)[b]</sup></b>	<b>6</b>	<b>20</b>	<b>1.265</b>			<b>102</b>	<b>1.099</b>		<b>2.492</b>

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €715 milioni nel 2013 e per €68 milioni nel 2014 per le società consolidate e per €12 milioni nel 2013 e €46 milioni nel 2014 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 dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti, relativi principalmente ad attività di esplorazione, delle società consolidate pari a €4.378 milioni nel 2013 e €4.786 milioni nel 2014 e per le società in joint venture e collegate pari a €86 milioni nel 2013 e €123 milioni nel 2014.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

**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]								
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
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 <sup>[a]</sup>	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>1.077</b>	<b>2.636</b>	<b>1.608</b>	<b>3.415</b>	<b>765</b>	<b>895</b>	<b>1.153</b>	<b>112</b>	<b>11.661</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	13	2	11			4			30
Costi di sviluppo <sup>[b]</sup>	19	7	117			188	154		485
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>	<b>32</b>	<b>9</b>	<b>128</b>			<b>192</b>	<b>154</b>		<b>515</b>
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
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 <sup>[a]</sup>	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>729</b>	<b>2.212</b>	<b>969</b>	<b>3.374</b>	<b>601</b>	<b>952</b>	<b>1.251</b>	<b>141</b>	<b>10.229</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	5	3				81	1		90
Costi di sviluppo <sup>[b]</sup>	1	5	39			353	318		716
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>39</b>			<b>434</b>	<b>319</b>		<b>806</b>
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	29	188	227	635		160	139	20	1.398
Costi di sviluppo <sup>[a]</sup>	1.382	2.395	955	3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>1.411</b>	<b>2.583</b>	<b>1.182</b>	<b>4.114</b>	<b>572</b>	<b>1.278</b>	<b>1.308</b>	<b>142</b>	<b>12.590</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	2					33	1		36
Costi di sviluppo <sup>[b]</sup>		1	22			38	375		436
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>22</b>			<b>71</b>	<b>376</b>		<b>472</b>

[a] Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per € 1.381 milioni nel 2012, decrementi per € 191 milioni nel 2013 e costi per € 2.062 milioni nel 2014.

[b] Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per € 63 milioni nel 2012, per € 10 milioni nel 2013 e decrementi per € 47 milioni nel 2014.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

**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]								
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
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
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.762</b>	<b>3.892</b>	<b>11.467</b>	<b>8.283</b>	<b>1.827</b>	<b>1.812</b>	<b>1.720</b>	<b>758</b>	<b>33.521</b>
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 <sup>[a]</sup>	(???)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.610)
Altri (oneri) proventi	(201)	(122)	(934)	(435)	206	(149)	74	(42)	(1.603)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>2.143</b>	<b>2.278</b>	<b>8.247</b>	<b>3.374</b>	<b>1.722</b>	<b>461</b>	<b>30</b>	<b>292</b>	<b>18.547</b>
Imposte sul risultato	(919)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.235)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>[b]</sup></b>	<b>1.224</b>	<b>754</b>	<b>3.053</b>	<b>866</b>	<b>986</b>	<b>285</b>	<b>16</b>	<b>128</b>	<b>7.312</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi	2	20	44		144	300			510
<b>Totale ricavi</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>44</b>		<b>144</b>	<b>300</b>			<b>510</b>
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	(?)	2	(48)		(6)	(55)			(114)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(61)</b>	<b>5</b>	<b>(33)</b>		<b>75</b>	<b>62</b>			<b>48</b>
Imposte sul risultato		(3)	4		(36)	(38)			(73)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>[b]</sup></b>	<b>(61)</b>	<b>2</b>	<b>(29)</b>		<b>39</b>	<b>24</b>			<b>(25)</b>

[a] Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

[b] L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €610 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €10 milioni.

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

	[€ milioni]								
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
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
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.784</b>	<b>3.172</b>	<b>10.064</b>	<b>7.119</b>	<b>1.571</b>	<b>1.734</b>	<b>1.630</b>	<b>484</b>	<b>29.558</b>
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 <sup>[a]</sup>	(907)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	(5.994)
Altri (oneri) proventi	(277)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	(1.880)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.851</b>	<b>1.755</b>	<b>6.802</b>	<b>2.207</b>	<b>1.162</b>	<b>603</b>	<b>324</b>	<b>262</b>	<b>14.966</b>
Imposte sul risultato	(872)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	(8.701)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>[b]</sup></b>	<b>979</b>	<b>749</b>	<b>2.521</b>	<b>505</b>	<b>766</b>	<b>425</b>	<b>207</b>	<b>113</b>	<b>6.265</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		20	26		199	243		488	
<b>Totale ricavi</b>	<b>20</b>	<b>26</b>			<b>199</b>	<b>243</b>		<b>488</b>	
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)	
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(13)</b>	<b>6</b>	<b>(30)</b>		<b>64</b>	<b>28</b>		<b>55</b>	
Imposte sul risultato		(4)	(10)		(35)	30		(19)	
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>[b]</sup></b>	<b>(13)</b>	<b>2</b>	<b>(40)</b>		<b>29</b>	<b>58</b>		<b>36</b>	

<sup>[a]</sup> Include svalutazioni di attività per € 15 milioni.<sup>[b]</sup> L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di € 295 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di € 6 milioni.

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.028	2.721	2.010	4.716	346	589	1.691	67	15.168
- vendite a terzi		596	7.415	1.369	976	774	129	299	11.558
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.028</b>	<b>3.317</b>	<b>9.425</b>	<b>6.085</b>	<b>1.322</b>	<b>1.363</b>	<b>1.820</b>	<b>366</b>	<b>26.726</b>
Costi operativi	(423)	(687)	(694)	(935)	(208)	(223)	(357)	(124)	(3.651)
Imposte sulla produzione	(293)		(291)	(648)		(33)		(15)	(1.280)
Costi di ricerca	(29)	(227)	(207)	(706)		(185)	(189)	(46)	(1.589)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>[a]</sup>	(818)	(1.083)	(1.288)	(2.010)	(91)	(850)	(1.181)	(172)	(7.493)
Altri (oneri) proventi	(184)	(96)	(773)	(358)	(251)	(117)	(78)	(30)	(1.887)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.281</b>	<b>1.224</b>	<b>6.172</b>	<b>1.428</b>	<b>772</b>	<b>(45)</b>	<b>15</b>	<b>(21)</b>	<b>10.826</b>
Imposte sul risultato	(351)	(803)	(3.928)	(1.273)	(291)	(112)	(6)	(16)	(6.780)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>[b]</sup></b>	<b>930</b>	<b>421</b>	<b>2.244</b>	<b>155</b>	<b>481</b>	<b>(157)</b>	<b>9</b>	<b>(37)</b>	<b>4.046</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			87	232		338
<b>Totale ricavi</b>			<b>19</b>			<b>87</b>	<b>232</b>		<b>338</b>
Costi operativi			(11)			(11)	(27)		(49)
Imposte sulla produzione			(3)			(94)			(97)
Costi di ricerca			(8)			(45)	(1)		(54)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(1)		(44)	(60)		(106)
Altri (oneri) proventi			(1)	1	(32)	(3)	(42)		(77)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(10)</b>	<b>5</b>	<b>(32)</b>			<b>(16)</b>	<b>8</b>		<b>(45)</b>
Imposte sul risultato						(4)	(23)	(17)	(44)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>[b]</sup></b>	<b>(10)</b>	<b>1</b>	<b>(32)</b>			<b>(39)</b>	<b>(9)</b>		<b>(89)</b>

<sup>[a]</sup> Include svalutazioni di attività per €690 milioni.<sup>[b]</sup> L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €5 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €24 milioni.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

## 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 produttibili 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 produttività 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 2014 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 101 \$/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<sup>24</sup> 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<sup>25</sup>. 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 2014 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton<sup>26</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2014 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2014<sup>26</sup>.

Nel triennio 2012-2014 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2014 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) e Junin (Venezuela).

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 47%, il 51% e il 50% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014. 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 il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014. 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 l'1,1%, l'1% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014; (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 petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2012, 2013 e 2014.

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

[25] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [eni.com](http://eni.com) nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2014".

[26] Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

**Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)**

{milioni di barili}

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
di cui: sviluppate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
non sviluppate	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)	(?)	(316)
Cessioni					(6)	(23)			(29)
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>227</b>	<b>351</b>	<b>904</b>	<b>672</b>	<b>670</b>	<b>82</b>	<b>154</b>	<b>24</b>	<b>3.084</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
di cui: sviluppate			16	4			25		45
non sviluppate			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)		(?)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>17</b>	<b>16</b>			<b>114</b>	<b>119</b>			<b>266</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>227</b>	<b>351</b>	<b>921</b>	<b>688</b>	<b>670</b>	<b>196</b>	<b>273</b>	<b>24</b>	<b>3.350</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>165</b>	<b>180</b>	<b>601</b>	<b>456</b>	<b>203</b>	<b>49</b>	<b>128</b>	<b>24</b>	<b>1.806</b>
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate						8	19		44
<b>Non sviluppate</b>	<b>62</b>	<b>171</b>	<b>320</b>	<b>232</b>	<b>467</b>	<b>147</b>	<b>145</b>		<b>1.544</b>
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
joint venture e collegate					16	106	100		222

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
di cui: sviluppate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
non sviluppate	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]
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>220</b>	<b>330</b>	<b>830</b>	<b>723</b>	<b>679</b>	<b>128</b>	<b>147</b>	<b>22</b>	<b>3.079</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
di cui: sviluppate			17			8	19		44
non sviluppate				16		106	100		222
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				[1]			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			[1]			[2]	[4]		[?]
Cessioni						[111]			[111]
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>			<b>16</b>	<b>15</b>		<b>1</b>	<b>116</b>		<b>148</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>220</b>	<b>330</b>	<b>846</b>	<b>738</b>	<b>679</b>	<b>129</b>	<b>263</b>	<b>22</b>	<b>3.227</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>177</b>	<b>179</b>	<b>577</b>	<b>465</b>	<b>295</b>	<b>38</b>	<b>115</b>	<b>20</b>	<b>1.866</b>
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
<b>Non sviluppate</b>	<b>43</b>	<b>151</b>	<b>269</b>	<b>273</b>	<b>384</b>	<b>91</b>	<b>148</b>	<b>2</b>	<b>1.361</b>
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e collegate				15		1	97		113

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
di cui: sviluppate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
non sviluppate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Acquisizioni		1							1
Revisioni di precedenti stime	49	35	32	70	35	16	22	[?]	252
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1		2	36			5		44
Produzione	[27]	[34]	[91]	[84]	[19]	[13]	[27]	[2]	[297]
Cessioni		[1]		[?]					[8]
<b>Riserve al 31 dicembre 2014</b>	<b>243</b>	<b>331</b>	<b>776</b>	<b>739</b>	<b>697</b>	<b>131</b>	<b>147</b>	<b>13</b>	<b>3.077</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
di cui: sviluppate			16				19		35
non sviluppate				15		1	97		113
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			[1]	3			5		7
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			[1]	[1]			[4]		[6]
Cessioni									
<b>Riserve al 31 dicembre 2014</b>			<b>14</b>	<b>17</b>		<b>1</b>	<b>117</b>		<b>149</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2014</b>	<b>243</b>	<b>331</b>	<b>790</b>	<b>756</b>	<b>697</b>	<b>132</b>	<b>264</b>	<b>13</b>	<b>3.226</b>
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
joint venture e collegate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
<b>Non sviluppate</b>	<b>59</b>	<b>157</b>	<b>256</b>	<b>279</b>	<b>391</b>	<b>68</b>	<b>122</b>	<b>1</b>	<b>1.333</b>
consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate				1	10		1	91	103

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

**Gas naturale**

[milioni di metri cubi]

	Italia <sup>(a)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
di cui: sviluppate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
non sviluppate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	142.774
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									[28.626]
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>46.201</b>	<b>37.317</b>	<b>157.418</b>	<b>58.341</b>	<b>57.701</b>	<b>15.925</b>	<b>12.709</b>	<b>16.197</b>	<b>401.809</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	50	568	9.580			85.880	37.015		133.093
di cui: sviluppate	3	498	108			665	237		1.511
non sviluppate	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							(871)		(970)
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>2</b>	<b>460</b>	<b>10.007</b>			<b>86.183</b>	<b>95.006</b>		<b>191.658</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2012</b>	<b>46.201</b>	<b>37.319</b>	<b>157.878</b>	<b>68.348</b>	<b>57.701</b>	<b>102.108</b>	<b>107.715</b>	<b>16.197</b>	<b>593.467</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>37.512</b>	<b>26.186</b>	<b>77.473</b>	<b>40.477</b>	<b>39.686</b>	<b>21.926</b>	<b>9.617</b>	<b>13.003</b>	<b>265.880</b>
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
<b>Non sviluppate</b>	<b>8.689</b>	<b>11.133</b>	<b>80.405</b>	<b>27.871</b>	<b>18.015</b>	<b>80.182</b>	<b>98.098</b>	<b>3.194</b>	<b>327.587</b>
consolidate	8.689	11.133	80.405	27.864	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.

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

[milioni di metri cubi]

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
di cui: sviluppate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
non sviluppate	8.689	11.133	80.405	12.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
Acquisizioni		130							130
Revisionsi 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)
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>43.329</b>	<b>35.341</b>	<b>148.162</b>	<b>67.202</b>	<b>55.402</b>	<b>21.089</b>	<b>14.397</b>	<b>24.001</b>	<b>408.923</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
di cui: sviluppate		2	460			11.388	164		12.014
non sviluppate				10.007		74.795	94.842		179.644
Acquisizioni									
Revisionsi 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)
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>			<b>421</b>	<b>9.350</b>		<b>803</b>	<b>94.955</b>		<b>105.529</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>43.329</b>	<b>35.341</b>	<b>148.583</b>	<b>76.552</b>	<b>55.402</b>	<b>21.892</b>	<b>109.352</b>	<b>24.001</b>	<b>514.452</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>35.835</b>	<b>25.587</b>	<b>69.282</b>	<b>36.666</b>	<b>42.144</b>	<b>8.483</b>	<b>8.920</b>	<b>15.894</b>	<b>242.811</b>
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
<b>Non sviluppate</b>	<b>7.494</b>	<b>9.754</b>	<b>79.301</b>	<b>39.886</b>	<b>13.258</b>	<b>13.409</b>	<b>100.432</b>	<b>8.107</b>	<b>271.641</b>
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

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

[milioni di metri cubi]

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
di cui: sviluppate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
non sviluppate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
Acquisizioni		607							607
Revisioni di precedenti stime	3.189	2.790	18.923	6.054	4.685	4.414	638	[37]	40.656
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		8	549	9.646		1.683	464		12.350
Produzione	(6.034)	(5.531)	(17.765)	(5.245)	(2.074)	(3.208)	(2.253)	(1.143)	(43.253)
Cessioni		(19)		(6)					(25)
<b>Riserve al 31 dicembre 2014</b>	<b>40.484</b>	<b>33.196</b>	<b>149.869</b>	<b>77.651</b>	<b>58.013</b>	<b>23.978</b>	<b>13.246</b>	<b>22.821</b>	<b>419.258</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013		421	9.350		803	94.955			105.529
di cui: sviluppate		418			382	151			951
non sviluppate		3	9.350		421	94.804			104.578
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		53	713		(54)	(3)			709
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione		(55)	(106)		(239)	(9)			(409)
Cessioni									
<b>Riserve al 31 dicembre 2014</b>		<b>419</b>	<b>9.957</b>		<b>510</b>	<b>94.943</b>			<b>105.829</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2014</b>	<b>40.484</b>	<b>33.196</b>	<b>150.288</b>	<b>87.608</b>	<b>58.013</b>	<b>24.488</b>	<b>108.189</b>	<b>22.821</b>	<b>525.087</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>33.754</b>	<b>25.125</b>	<b>60.170</b>	<b>38.520</b>	<b>43.966</b>	<b>7.666</b>	<b>11.286</b>	<b>19.102</b>	<b>239.589</b>
consolidate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
joint venture e collegate			415	2.540		273	145		3.373
<b>Non sviluppate</b>	<b>6.730</b>	<b>8.071</b>	<b>90.118</b>	<b>49.088</b>	<b>14.047</b>	<b>16.822</b>	<b>96.903</b>	<b>3.719</b>	<b>285.498</b>
consolidate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
joint venture e collegate			4	7.417		237	94.798		102.456

**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 relativamente al 2012, 2013 e 2014. 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 tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

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

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole 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.

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
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)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>20.756</b>	<b>23.211</b>	<b>81.376</b>	<b>35.261</b>	<b>40.141</b>	<b>3.053</b>	<b>6.986</b>	<b>3.839</b>	<b>214.623</b>
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>13.845</b>	<b>8.148</b>	<b>37.120</b>	<b>13.913</b>	<b>29.848</b>	<b>2.150</b>	<b>4.080</b>	<b>2.658</b>	<b>111.762</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>8.326</b>	<b>5.518</b>	<b>20.581</b>	<b>8.937</b>	<b>11.905</b>	<b>1.654</b>	<b>2.743</b>	<b>1.628</b>	<b>61.292</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
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)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>438</b>	<b>2.917</b>			<b>3.412</b>	<b>10.566</b>			<b>17.333</b>
Imposte sul reddito future	(36)	(1.291)			(795)	(5.729)			(7.851)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>402</b>	<b>1.626</b>			<b>2.617</b>	<b>4.837</b>			<b>9.482</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(206)	(962)			(1.747)	(3.621)			(6.536)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>		<b>196</b>	<b>664</b>		<b>870</b>	<b>1.216</b>			<b>2.946</b>
<b>Totale</b>	<b>8.326</b>	<b>5.518</b>	<b>20.777</b>	<b>9.601</b>	<b>11.905</b>	<b>2.524</b>	<b>3.959</b>	<b>1.628</b>	<b>64.238</b>
<b>31 dicembre 2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
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)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>17.986</b>	<b>20.281</b>	<b>67.967</b>	<b>35.205</b>	<b>38.237</b>	<b>4.651</b>	<b>6.287</b>	<b>3.598</b>	<b>194.212</b>
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	(89.710)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>12.210</b>	<b>7.535</b>	<b>32.080</b>	<b>14.714</b>	<b>28.298</b>	<b>3.260</b>	<b>3.900</b>	<b>2.505</b>	<b>104.502</b>
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)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>7.162</b>	<b>5.425</b>	<b>17.753</b>	<b>9.095</b>	<b>11.314</b>	<b>1.577</b>	<b>2.547</b>	<b>1.304</b>	<b>56.177</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
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)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>		<b>343</b>	<b>2.491</b>		<b>151</b>	<b>9.473</b>			<b>12.458</b>
Imposte sul reddito future		(20)	(1.617)		(61)	(4.156)			(5.854)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>		<b>323</b>	<b>874</b>		<b>90</b>	<b>5.317</b>			<b>6.604</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(175)	(401)		(20)	(3.681)			(4.277)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>		<b>148</b>	<b>473</b>		<b>70</b>	<b>1.636</b>			<b>2.327</b>
<b>Totale</b>	<b>7.162</b>	<b>5.425</b>	<b>17.901</b>	<b>9.568</b>	<b>11.314</b>	<b>1.647</b>	<b>4.183</b>	<b>1.304</b>	<b>58.504</b>

## Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	24.951	29.140	96.372	65.853	55.740	13.664	10.955	4.849	301.524
Costi futuri di produzione	(6.374)	(6.856)	(19.906)	(18.236)	(9.878)	(4.158)	(2.680)	(1.092)	(69.180)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.698)	(5.292)	(9.673)	(9.139)	(4.576)	(4.600)	(1.892)	(356)	(40.226)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>13.879</b>	<b>16.992</b>	<b>66.793</b>	<b>38.478</b>	<b>41.286</b>	<b>4.906</b>	<b>6.383</b>	<b>3.401</b>	<b>192.118</b>
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>10.296</b>	<b>6.397</b>	<b>31.309</b>	<b>17.964</b>	<b>30.886</b>	<b>3.444</b>	<b>3.982</b>	<b>2.412</b>	<b>106.690</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(4.064)	(1.464)	(13.905)	(7.164)	(19.699)	(1.900)	(1.353)	(1.106)	(50.655)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>6.232</b>	<b>4.933</b>	<b>17.404</b>	<b>10.800</b>	<b>11.187</b>	<b>1.544</b>	<b>2.629</b>	<b>1.306</b>	<b>56.035</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future		485	3.861		200	18.871			23.417
Costi futuri di produzione		(165)	(692)		(33)	(5.724)			(6.614)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(18)	(104)		(51)	(2.032)			(2.205)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>		<b>302</b>	<b>3.065</b>		<b>116</b>	<b>11.115</b>			<b>14.598</b>
Imposte sul reddito future		(23)	(426)		(45)	(4.608)			(5.102)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>		<b>279</b>	<b>2.639</b>		<b>71</b>	<b>6.507</b>			<b>9.496</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(158)	(1.442)		(11)	(4.327)			(5.938)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>		<b>121</b>	<b>1.197</b>		<b>60</b>	<b>2.180</b>			<b>3.558</b>
<b>Totale</b>	<b>6.232</b>	<b>4.933</b>	<b>17.525</b>	<b>11.997</b>	<b>11.187</b>	<b>1.604</b>	<b>4.809</b>	<b>1.306</b>	<b>59.593</b>

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil &amp; Gas

**Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati**

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2012, 2013 e 2014.

(€ milioni)

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>Valore al 31 dicembre 2011</b>	<b>62.238</b>	<b>2.660</b>	<b>64.898</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- 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)
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(946)</b>	<b>286</b>	<b>(660)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2012</b>	<b>61.292</b>	<b>2.946</b>	<b>64.238</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- 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			
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(5.115)</b>	<b>(619)</b>	<b>(5.734)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2013</b>	<b>56.177</b>	<b>2.327</b>	<b>58.504</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.795)	(192)	(21.987)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(12.053)	(500)	(12.553)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.667		1.667
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.047)	223	(5.824)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.745	451	9.196
- revisioni delle quantità stimate	8.085	(325)	7.760
- effetto dell'attualizzazione	11.064	512	11.576
- variazione netta delle imposte sul reddito	7.049	704	7.753
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(271)		(271)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(142)</b>	<b>1.231</b>	<b>1.089</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2014</b>	<b>56.035</b>	<b>3.558</b>	<b>59.593</b>

## Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
  - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
  - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2014.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
  - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2014:
    - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
    - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
  - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

12 marzo 2015

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial

and Risk Management Officer