

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

2009	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia ^(b)	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432
di cui: sviluppate	57.522	31.762	100.161	40.873	56.762	12.441	9.615	6.263	315.399
non sviluppate	22.977	8.479	78.554	18.138	12.245	13.361	7.379	10.900	172.033
Acquisizioni				15			3.853		3.868
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)
Miglioramenti di recupero assistito		715							715
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)
Cessioni		(64)					(50)		(114)
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			382	54		84.966			85.402
di cui: sviluppate			300	17		11.576			11.893
non sviluppate			82	37		73.390			73.509
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			94	95		267	46		502
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.275					2.275
Produzione			(57)	(7)		(331)	(2)		(397)
Cessioni						(42.791)			(42.791)
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	167.326	62.636	60.571	65.173	17.851	16.280	505.459
Sviluppate									
consolidate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
joint venture e collegate			314	142		6.133	35		6.624
Non sviluppate	19.913	4.213	68.288	21.064	7.920	43.771	3.499	289	168.957
consolidate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
joint venture e collegate			105	2.275		35.978	9		38.367

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2008 e 2009 comprendono rispettivamente 21.112 e 21.766 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

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

(milioni di metri cubi)

2010	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
di cui: sviluppate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
non sviluppate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	6.626	1.359	22.016	4.572	(5.059)	5.983	1.160	(512)	36.145
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	3	5.016	4.135			116	138	614	10.022
Produzione	(6.958)	(5.782)	(17.232)	(4.551)	(2.449)	(4.497)	(4.095)	(989)	(46.553)
Cessioni	(1.350)		(59)	(1)			(8)		(1.418)
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
di cui: sviluppate			314	142		6.133	35		6.624
non sviluppate			105	2.275		35.978	9		38.367
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			180	(26)		1.217	69		1.440
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			157	957			515		1.629
Produzione			(60)	(9)		(298)	(1)		(368)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	176.463	63.578	53.063	67.694	15.629	15.393	506.356
Sviluppate	58.379	31.220	88.416	43.991	45.893	21.907	12.384	15.268	317.458
consolidate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
joint venture e collegate			627	107		6.051	173		6.958
Non sviluppate	16.498	8.439	88.047	19.587	7.170	45.787	3.245	125	188.898
consolidate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
joint venture e collegate			69	3.232		36.979	454		40.734

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(milioni di metri cubi)

2011	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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
di cui: sviluppate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
non sviluppate	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)	(13.072)	(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
di cui: sviluppate			627	107		6.051	173		6.958
non sviluppate			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 rispettivamente 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

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 di fine anno relativamente al 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009, 2010 e 2011. 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.

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

(milioni di euro)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2009									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	187.403
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(7.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	(38.753)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	(32.135)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	16.368	10.467	43.024	18.805	19.383	2.844	3.394	2.230	116.515
Imposte sul reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	(52.728)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	11.105	3.846	18.794	8.911	14.556	2.208	2.700	1.667	63.787
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	(32.287)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	5.237	2.391	9.634	5.809	4.307	1.688	1.538	896	31.500
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			250	427		2.389	652		3.718
Costi futuri di produzione			(147)	(70)		(773)	(261)		(1.251)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(21)	(137)		(970)	(40)		(1.168)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			82	220		646	351		1.299
Imposte sul reddito future			(1)	(45)		(260)	(126)		(432)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			81	175		386	225		867
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(28)	(80)		(420)	(82)		(610)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			53	95		(34)	143		257
Totale	5.237	2.391	9.687	5.904	4.307	1.654	1.681	896	31.757
31 dicembre 2010									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.047	27.973	86.728	45.790	41.053	9.701	8.546	3.846	253.684
Costi futuri di produzione	(4.865)	(7.201)	(12.896)	(13.605)	(6.686)	(3.201)	(2.250)	(611)	(51.315)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.499)	(6.491)	(8.827)	(5.310)	(5.192)	(3.489)	(1.713)	(221)	(35.742)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.683	14.281	65.005	26.875	29.175	3.011	4.583	3.014	166.627
Imposte sul reddito future	(6.289)	(9.562)	(37.108)	(14.468)	(7.213)	(872)	(910)	(805)	(77.227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	14.394	4.719	27.897	12.407	21.962	2.139	3.673	2.209	89.400
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.224)	(1.608)	(13.117)	(3.884)	(14.829)	(419)	(1.392)	(850)	(43.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.170	3.111	14.780	8.523	7.133	1.720	2.281	1.359	46.077
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			498	750		2.893	7.363		11.504
Costi futuri di produzione			(251)	(98)		(972)	(2.676)		(3.997)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(35)	(128)		(879)	(1.188)		(2.230)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			212	524		1.042	3.499		5.277
Imposte sul reddito future			(2)	(69)		(338)	(2.145)		(2.554)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			210	455		704	1.354		2.723
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(113)	(160)		(515)	(852)		(1.640)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			97	295		189	502		1.083
Totale	7.170	3.111	14.877	8.818	7.133	1.909	2.783	1.359	47.160

(milioni di euro)

	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

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2009, 2010 e 2011.

(milioni di euro)

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2008	31.452	38	31.490
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.752)	(154)	(17.906)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.515	286	4.801
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.587	22	3.609
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(9.915)	(157)	(10.072)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.401	208	7.609
- revisioni delle quantità stimate	4.686	(113)	4.573
- effetto dell'attualizzazione	6.112	29	6.141
- variazione netta delle imposte sul reddito	674	(67)	607
- acquisizioni di riserve	161		161
- cessioni di riserve	(7)	81	74
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	586	84	670
Saldo aumenti (diminuzioni)	48	219	267
Valore al 31 dicembre 2009	31.500	257	31.757
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(22.194)	(243)	(22.437)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	24.415	406	24.821
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.926	1.409	3.335
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.464)	(386)	(6.850)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.520	368	8.888
- revisioni delle quantità stimate	12.600	143	12.743
- effetto dell'attualizzazione	6.519	53	6.572
- variazione netta delle imposte sul reddito	(11.802)	(1.115)	(12.917)
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(177)		(177)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.234	191	1.425
Saldo aumenti (diminuzioni)	14.577	826	15.403
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

PAGINA BIANCA

CONSOLIDATO DI SOSTENIBILITÀ

PAGINA BIANCA

Note al Consolidato di Sostenibilità

■ Criteri di redazione

Nel 2010, dopo la quarta edizione del bilancio annuale di sostenibilità, Eni ha iniziato un percorso verso la redazione di un bilancio integrato secondo (i) le indicazioni dell'International Integrated Reporting Committee (IIRC) e delle Associazioni Professionali, (ii) i principi indicati nelle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines, versione 3.0" definite nel 2006 dal Global Reporting Initiative (G.R.I.), ottenendo per il proprio reporting 2010 il livello di applicazione del GRI A+. Nel 2011, a seguito dell'inclusione nel Pilot Programme lanciato dall'IIRC, Eni ha proseguito il percorso di redazione di un bilancio integrato prevedendo nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale la presentazione di informative finanziarie e di sostenibilità e corredando la relazione annuale di una specifica sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità 2011" (di seguito Consolidato di Sostenibilità) che riporta i key performance indicators rilevanti su base annuale da Eni.

Il reporting di sostenibilità 2011 del Gruppo Eni e gli indicatori di performance riferiti al triennio 2009-2011 inclusi nella presente sezione sono predisposti in conformità alle "Linee guida per il reporting di sostenibilità, versione 3.1" emesse dal G.R.I. (Global Reporting Initiative), con particolare riferimento ai principi della materialità, completezza, inclusività degli stakeholder e contesto di sostenibilità.

Materialità e inclusività degli stakeholder

L'analisi di materialità per selezionare le informazioni di sostenibilità punta a definire i temi considerati più rilevanti e significativi per l'azienda e per i principali stakeholder di riferimento.

Il livello di interesse e la significatività esterna degli argomenti derivano dal contesto nel quale Eni opera, dall'evoluzione delle tendenze che caratterizzano non solo il settore energetico ma anche l'intero panorama internazionale e dagli impegni assunti da Eni a livello internazionale.

Gli stakeholder considerati nella definizione della materialità comprendono agenzie di rating, istituzioni, governi, associazioni internazionali, ONG, persone di Eni (per informazioni aggiuntive si veda il paragrafo "Le attività di stakeholder engagement"). Il livello di significatività interno delle tematiche di sostenibilità è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia di breve e lungo termine, osservata anche alla luce della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione.

I risultati che emergono dal confronto fra le aspettative esterne e interne vengono infine rivalutate dai senior manager deputati alla definizione dei temi materiali, presentati pubblicamente.

Perimetro di reporting e contesto di sostenibilità

Le informazioni di sostenibilità contenute nella presente sezione e nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale sono integrate a più livelli nel documento. Nella relazione sulla gestione sono state integrate le informazioni finanziarie con quelle di sostenibilità con riferimento alla strategia, al contesto operativo, al mercato e allo scenario nonché al modello di business.

La seguente sezione contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni del periodo 2009-2011 e l'analisi del trend dei principali indicatori di sostenibilità nel triennio di riferimento.

Le informazioni incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del bilancio consolidato 2011, ad eccezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo.

Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni): secondo tale approccio, le emissioni rendicontate a livello di interesse per gli stakeholder rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore. Viceversa il criterio equity share, che contraddistingue il bilancio consolidato, prevede che le emissioni associate a un'installazione rappresentino la quota di interesse economico nell'installazione specifica.

Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità

I dati relativi alle performance riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda.

Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati dell'evoluzione delle performance di Eni.

Gli indicatori e i dati specifici dei diversi settori di business sono riportati nel sito eni.com.

Il Consolidato di Sostenibilità si basa su processi di misura definiti nelle procedure di rendicontazione: livelli di accuratezza inferiori o differenti sono indicati a margine dei dati presentati. Durante l'imputazione da parte dei referenti di ciascuna area tematica, oltre al caricamento dei dati dell'anno di rendicontazione, sono stati verificati e aggiornati anche i due anni precedenti; pertanto, eventuali variazioni nei dati relativi al 2009 e 2010 rispetto alle pubblicazioni dell'anno scorso, sono dovuti a queste rettifiche. I dati sono raccolti attraverso un sistema informativo dedicato, che garantisce l'affidabilità dei flussi informativi e il corretto monitoraggio. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte all'assurance da parte di una società indipendente, verificatore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 del Gruppo Eni.

Metodologie di calcolo

Si riportano nel seguito le metodologie di calcolo relative al valore aggiunto, agli indici di frequenza e di gravità degli infortuni, all'indice di intensità energetica della raffinazione e agli indici di emissione.

Il valore aggiunto rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. La configurazione scelta in questo bilancio è quella del valore aggiunto globale al netto degli ammortamenti. Il valore aggiunto globale netto è ripartito tra i seguenti beneficiari: dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); azionisti (dividendi distribuiti); azienda (quota utile reinvestito).

In merito alla performance sulla sicurezza delle persone, sono riportati gli indici di frequenza e gravità di dipendenti e contrattisti. L'indice di frequenza è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con giorni di assenza¹ (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità è definito come il rapporto tra i giorni di assenza¹ dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate.

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2005. Per dare evidenza nel medio e lungo termine alle performance specifiche di settore riguardanti le emissioni di CO₂, sono stati definiti tre indici rappresentativi delle seguenti realtà operative: la produzione di idrocarburi, la raffinazione e la generazione elettrica. Tali indici tengono conto delle condizioni di lavorazione anche molto diverse che si registrano negli anni e permettono il confronto delle performance grazie alla normalizzazione delle emissioni in funzione dei dati operativi.

Gli indici della raffinazione sono calcolati a partire dalla capacità di distillazione equivalente fornita da un ente terzo, gli indici di produzione di idrocarburi considerano la produzione operata netta, quelli del settore energetico l'energia elettrica e termica prodotta espresse in kWh equivalenti. Le emissioni di gas ad effetto serra (GHG) sono relative a CO₂ e CH₄ (metano); il metano è convertito in CO₂eq utilizzando un Global Warming Potential (GWP) pari a 21. Per quanto riguarda la nuova metodologia di valutazione del valore generato dalla ricerca, esso consente di valorizzare i risultati dell'R&D sia in termini di valore tangibile sia in termini di creazione di valore intangibile. I benefici tangibili misurano il valore creato per l'azienda attraverso l'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. Tale valore è calcolato utilizzando come base di partenza dati gestionali della divisione/società o modelli ufficiali di valutazione del valore dei progetti industriali. Le ipotesi di calcolo applicate caso per caso sono condivise con le strutture tecniche/linee di business competenti. I benefici tangibili sono rilevati in ottica "what if", ossia come delta rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica alternativa ovvero, nel caso di nuovi prodotti, come delta rispetto al margine generato dai prodotti sostituiti. I benefici possono essere rilevati a consuntivo ovvero in termini di valore atteso (net present value, NPV). In particolare, i benefici dei progetti E&P sono considerati al 100% includendo la quota del partner. I benefici intangibili sono rilevati valutando da un lato l'efficacia ed efficienza della capacità innovativa della società nel tempo attraverso il numero di primi depositi di domande brevettuali, dall'altro la diffusione di know-how specialistico e l'efficacia della ricerca nel supportare le attività operative.

■ Informativa sulle modalità di gestione

Modello di gestione della sostenibilità

La creazione di valore sostenibile è perseguita attraverso un modello di business incentrato su asset e driver strategici distribuiti lungo tutta la catena del valore, governato da una good governance, dall'interazione continua con tutti gli stakeholder di riferimento e da un modo di operare costituito da sei elementi distintivi che si applicano in tutti i contesti operativi. La combinazione di questi sei elementi – integrazione, cooperazione, innovazione, eccellenza, inclusione e responsabilità – guida le scelte di investimento e consente di conseguire obiettivi strategici.

Il modello Eni è governato da un sistema normativo a presidio di tutti i processi del Gruppo. Il modello organizzativo prevede che la funzione Sostenibilità svolga funzioni di coordinamento, indirizzo, reporting e di gestione delle relazioni con gli stakeholder e il territorio. Attraverso l'analisi dello scenario internazionale, delle esigenze degli stakeholder, degli impegni presi e della performance dell'azienda, Eni definisce obiettivi prioritari e aree di miglioramento di sostenibilità, declinate nel piano di sostenibilità pluriennale.

Obiettivi, performance, monitoraggio e follow-up

Il piano industriale dell'azienda recepisce gli obiettivi prioritari di sostenibilità e li declina in progetti concreti. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Ciascun obiettivo di sostenibilità viene perseguito con progetti e iniziative definite dalle divisioni e dalle società controllate da Eni e sono inclusi in specifici piani d'azione a breve e medio termine. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla funzione Sostenibilità. Al fine di gestire in modo responsabile e sistematico i propri impatti e di monitorare con accuratezza le proprie performance, Eni si è dotata di un sistema di reporting di sostenibilità che valuta periodicamente gli obiettivi e i risultati raggiunti. Il set di indicatori viene aggiornato annualmente sulla base di analisi riguardanti: [1] gli aspetti rilevanti per la sostenibilità del settore energetico, [2] i principali standard internazionali, le linee guida di settore e gli indici di sostenibilità, [3] le common practice e le best practice utilizzate dai principali competitor nell'ambito della comunicazione di sostenibilità.

Sistema normativo

La gestione della sostenibilità è governata dal sistema normativo Eni, in cui sono individuati specifici ruoli e responsabilità per garantirne la funzionalità e l'effettiva operatività in coerenza con il quadro di riferimento generale composto da: disposizioni di legge, lo Statuto, il Codice Etico, il Codice di Autodisciplina, il CoSO Report. Il sistema è composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti di operatività (Procedure, Istruzioni operative). Le Policy sono emesse dal Consiglio di Amministrazione e definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le policy di Eni sono: "Le nostre persone", "I nostri partner della catena

[1] Con il termine "giorni di assenza" si intende un'assenza dal lavoro di almeno un giorno di calendario, ad esclusione del giorno di accadimento dell'infortunio stesso.

del valore", "La global compliance", "La Corporate Governance", "L'eccellenza operativa", "I nostri partner istituzionali", "L'information management", "La sostenibilità", "I nostri asset tangibili e intangibili" e "L'integrità delle nostre operations".

Le MSG vengono utilizzate nella gestione dei processi operativi e nel supporto al business compresi gli aspetti di sostenibilità. Ogni singola società adeguata il proprio corpo normativo a quanto previsto dalle singole MSG attraverso apposite procedure e istruzioni operative.

Formazione e informazione

Eni ha pianificato lo sviluppo di percorsi di formazione e sensibilizzazione sui diversi aspetti legati alla sostenibilità e all'etica d'impresa, rivolti ai vari target di popolazione aziendale. I diversi percorsi prevedono sia il rafforzamento del processo di crescita culturale, professionale e manageriale sia l'approfondimento di tematiche specialistiche con impatto diretto sul business (rispetto dei diritti umani, salute sicurezza e ambiente, anti-corruzione, security, ecc.). Per i membri del Consiglio di Amministrazione sono previste una serie di iniziative specifiche di formazione e sensibilizzazione sui temi legati alla sostenibilità attraverso la board induction.

Informazioni aggiuntive

Performance economica

Facendo leva su un modello di business integrato, Eni ha identificato una strategia di crescita e di creazione di valore sostenibile di lungo termine per gli azionisti la cui attuazione si basa sulle linee guida e strategie specifiche a livello di business.

Ambiente

La gestione dell'ambiente è basata su criteri di prevenzione, protezione, informazione e partecipazione e ha come obiettivo: l'individuazione degli aspetti ambientali e l'adozione delle migliori tecnologie; la mitigazione degli impatti ambientali; la gestione di un sistema di prevenzione di eventi avversi di natura ambientale, diretti e indiretti, legati alle attività specifiche delle unità produttive; l'adozione di metodologie sito specifiche per la tutela della biodiversità. Eni ha definito, e aggiorna costantemente, un sistema di gestione integrato salute, sicurezza e ambiente (HSE) che costituisce il riferimento per tutte le unità produttive e prevede un'attività sistematica di audit integrati. Le società e divisioni sono impegnate a contribuire, con le rispettive capacità tecnologiche e competenze professionali, al benessere e al miglioramento della qualità della vita delle comunità in cui operano. Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute e Ambiente di Eni ed è composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.

Eni ha definito una strategia di carbon management per la riduzione delle emissioni climateranti e gestisce la partecipazione al sistema di Emission Trading attraverso modalità gestionali complesse che comprendono la contabilizzazione fisica, il reporting e la verifica delle emissioni, oltre che le relative operazioni di amministrazione delle quote e dei relativi movimenti.

Pratiche di lavoro e condizioni di lavoro adeguate

Parte della cultura di Eni e base per il successo dell'azienda è la centralità che Eni riconosce alle proprie persone: dalla tutela del lavoro, allo sviluppo delle capacità e delle competenze, alla creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti le medesime opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni. Nella gestione di questi aspetti, come previsto dal sistema normativo, Eni si basa sulle Convenzioni Fondamentali ILO, sull'Accordo sulle relazioni industriali a livello transnazionale e sulla responsabilità sociale dell'impresa con l'ICEM, sull'Accordo con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) e sulle Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali.

La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario per Eni nello svolgimento delle proprie attività. Per questo Eni gestisce la salute e la sicurezza delle persone secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali.

Diritti umani

Il sistema normativo di Eni prevede esplicitamente che "l'azienda s'impegna a rispettare i Diritti Umani internazionalmente riconosciuti nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto nell'ambito di attività affidate a, o condotte con, i partner e da parte degli stakeholder". Dal 2007 Eni si è dotata di una Linea Guida che regola gli aspetti di tutela e promozione dei diritti umani in tutte le azioni dell'azienda. A seguito dell'emanazione di questa linea guida è stato avviato il progetto Human Rights Compliance Assessment e nel 2011 è stato istituito un Gruppo di Lavoro sui Diritti Umani per la realizzazione della due diligence e delle altre indicazioni contenute nei Guiding Principles dell'ONU.

Società

Eni identifica e valuta gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle proprie attività, inclusi quelli sulle popolazioni indigene, garantendone la mitigazione e attuando processi di miglioramento. Dal 2008 è stato integrato, nel sistema di gestione HSE, uno standard dedicato all'Environmental and Social Impact Assessment (ESIA), la cui applicazione a tutti i nuovi progetti permette di approfondire la componente socio-economica e culturale nell'analisi degli impatti. Per quanto riguarda il tema della trasparenza e del contrasto alla corruzione in Eni è stata creata l'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che svolge attività di consulenza e assistenza specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate. Dal 1° gennaio 2012 è in vigore la nuova Management System Guideline Anti-corruzione (MSG) di Eni, corredata degli Strumenti Normativi Anti-corruzione, che vanno a sostituire le Procedure Ancillari sinora utilizzate.

Responsabilità di prodotto

Per Eni la gestione degli aspetti connessi alla responsabilità di prodotto (salute e sicurezza, informazioni ed etichettatura, marketing e privacy) riguarda principalmente i servizi di fornitura di luce e gas e la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati. Le politiche commerciali di Eni sono finalizzate ad assicurare la qualità dei beni e dei servizi, la sicurezza e la tutela della privacy. In aggiunta a tali aspetti Eni è impegnata nel consolidamento del sistema di relazioni con le Associazioni dei consumatori al fine di garantire un dialogo costante e immediato. Nella gestione del rapporto con cliente e consumatore Eni si assume l'impegno di fornire accurate ed esaurienti informazioni su prodotti e servizi e di attenersi a verità nelle comunicazioni pubblicitarie o di altro genere. Per quanto riguarda la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati Eni attua un impegno costante per la sicurezza dei propri prodotti. I processi di produzione e le formulazioni dei prodotti sono continuamente riesaminati nell'ottica di migliorare la sicurezza tenendo conto anche delle necessità degli utilizzatori finali. Eni fornisce tutte le informazioni sulla conformità dei materiali sia alle particolari normative di prodotto sia alle loro applicazioni finali. Ognuno dei prodotti venduti ha una scheda dati sicurezza conforme allo standard europeo fissato dal Regolamento REACH.

Le attività di stakeholder engagement

Eni promuove la trasparenza e un dialogo continuativo attraverso le unità aziendali dedicate alla cura delle relazioni con i vari interlocutori. Eni effettua indagini periodiche mirate a recepire la percezione dei suoi interlocutori sul proprio operato. Ne sono alcuni esempi le survey condotte sui dipendenti per l'analisi di clima o le indagini rivolte alla popolazione, agli opinion leader o alla stampa per valutare la reputazione di Eni e principali driver che la influenzano. Inoltre Eni, attraverso unità preposte alla gestione di ciascuna categoria di stakeholder, adotta modalità di coinvolgimento che prevedono diversi tipi di consultazioni. Con le associazioni imprenditoriali e Confindustria Eni partecipa in modo attivo a "Comitati Tecnici" e "Gruppi di Lavoro" su argomenti specifici della sostenibilità (Progetto Rio +20; Comitato Tecnico Energia; Commissione Sviluppo Sostenibile); dialoga e collabora con Assomineraria e Federchimica, realizza visite guidate presso i siti oil&gas, al fine di informare/formare il mondo imprenditoriale e confindustriale territoriale sui temi ambiente e sicurezza.

Con gli analisti e gestori di portafoglio (inclusi SRI) Eni effettua presentazioni trimestrali dei risultati e annuali della strategia, incontri one to one e conference call. In particolare sono state effettuate conference call e incontri per illustrare le performance HSE 2008-2010, i principali target di piano, i sistemi di gestione HSE integrati, le modalità di contenimento del rischio industriale e un approfondimento del sistema e delle proposte di governance. Nel field trip in Congo Brazzaville si è effettuata una presentazione sulle attività in Africa con focus su progetti flaring down e access to energy e una presentazione agli investitori SRI con focus sulla gestione dei rischi nell'upstream, illustrazione dei casi Paese Nigeria e Congo Brazzaville.

Nel rapporto con il governo ed enti locali Eni partecipa a gruppi di lavoro interistituzionali e a conferenze dei servizi. I principali temi trattati riguardano l'ambiente, il territorio e l'innovazione tecnologica. Nel 2011 sul tema "bonifica siti industriali" sono stati affrontati gli aspetti del risanamento ambientale e della restituzione al territorio delle aree bonificate anche attraverso la promozione di accordi ambientali. Nel quadro dell'attuazione del nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti volto a garantirne una maggiore trasparenza, sono stati condotti dialoghi su aspetti normativi e tecnici per il miglioramento del sistema in vista della sua operatività. Nell'ambito del negoziato con la Libia, è stato avviato un processo di collaborazione con la compagnia petrolifera di Stato per attuare iniziative nei settori sanitario, della formazione e dell'ambiente.

Con la Commissione UE Eni promuove confronti bilaterali. Nel 2011 è stato aperto un confronto per la creazione di un'organizzazione/associazione di aziende o&g esclusivamente dedicata allo sviluppo sostenibile: sono stati effettuati i primi incontri sulle attività Eni di "energy for development" e sulla fattibilità del progetto. Nell'ambito dei rapporti con gli organismi internazionali, di particolare rilevanza è stata la partecipazione dell'amministratore delegato all'incontro IEA Energy Business Council in una sessione mista con ministri dell'energia avente il tema della cooperazione per un futuro energetico migliore.

Le Relazioni Industriali di Eni sono caratterizzate da un costante rapporto di interlocuzione con le organizzazioni sindacali attraverso attività di informazione, consultazione e negoziazione oltre a fornire anche supporto alle divisioni/società di Eni allo scopo di favorire i processi di riorganizzazione ed efficienza. Al tal fine Eni ha sottoscritto il 26 maggio 2011 con le organizzazioni sindacali l'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti in tale verbale di accordo sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres. Relativamente alle attività di relazioni industriali a livello internazionale si segnalano i rapporti con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) sull'andamento delle politiche Eni in ambito europeo. La funzione relazioni industriali gestisce inoltre i rapporti con l'ICEM (International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers' Union) con particolare riferimento ai temi di responsabilità sociale d'impresa.

Rispetto alle proprie persone Eni conduce survey volte a raccogliere opinioni e aspettative sull'azienda. Nel 2011 è stata progettata e realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "eni secondo te". Inoltre nell'ambito del programma Cascade sono realizzati ogni anno incontri per trasmettere a tutte le persone di Eni le strategie dell'azienda per area di business.

Nel contesto dei rapporti con le **Nazioni Unite**, Eni dal 2010 è inclusa nel programma **LEAD** del Global Compact e aderisce a una Task Force del **Global Compact** denominata Sustainable Energy for All. La task force sarà una piattaforma privilegiata con cui le aziende contribuiranno al processo di "Rio+20": Eni si è posta alla guida di specifiche iniziative finalizzate a sviluppare partnership pubblico-private per migliorare l'accesso all'energia. Eni contribuirà, attraverso la partecipazione all'iniziativa Access to Energy, promossa dal **WBCSD** (World Business Council for Sustainable Development), allo sviluppo di processi di advocacy destinati a promuovere presso Organizzazioni Internazionali e Governi le condizioni necessarie perché il settore privato possa contribuire all'accesso all'energia nei Paesi in via di sviluppo.

Eni informa e coinvolge le comunità locali, promuovendo una consultazione preventiva, libera e informata, al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo. In Nigeria sono state effettuate consultazioni preventive con le comunità locali (Public Forum) al fine di coinvolgerle nel processo di sviluppo delle comunità. Questi incontri sono realizzati con il coinvolgimento diretto delle parti interessate attraverso l'istituzione di organismi di governance composti da rappresentanti di Eni e delle comunità locali (e comitati di gestione in Ecuador, Pakistan, Congo). Nel 2011 sono state avviate e consolidate collaborazioni con organismi internazionali e locali per la realizzazione di progetti di sviluppo, tra cui UNDP, UNESCO e Earth Institute (Columbia University).

Consiglio di Amministrazione

		2009	2010	2011
Membri del CdA	(numero)	9	9	9
- esecutivi		1	1	1
- non esecutivi		8	8	8
- indipendenti		7	7	7
- non indipendenti		2	2	2
- membri di minoranze		3	3	3
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni ^(a)	(%)	3,6	5,0	6,2
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni ^(a)		8,6	9,2	9,5
Membri del CdA sottoposti alla peer review	(numero)	-	-	9
Riunioni annue del CdA		17	18	18
Partecipazione media alle riunioni del CdA	(%)	98,7	95,0	97,0
Sessioni annue di board induction	(numero)	3	0	6

(a) Esclusa Eni SpA.

Il Consiglio di Amministrazione si compone di 9 amministratori di cui 8 non esecutivi e 7 in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana del 2006, cui Eni aderisce. Tre consiglieri sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo. Nel giugno 2011, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i consiglieri e i sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati. La sostenibilità e l'etica di impresa sono stati argomenti di induction.

Nel 2011 il Consiglio di Eni ha sperimentato, primo in Italia, un esercizio di peer review che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri amministratori.

La composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere i principi ispiratori della recente normativa relativa all'equilibrio fra i generi (cd. Legge sulle quote rosa): Eni ha deciso di raccomandare l'anticipazione al 1° gennaio 2012 dell'efficacia della norma.

Azionariato

Composizione azionariato sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori del dividendo Eni in acconto dell'esercizio 2011 (data pagamento 22 settembre 2011 - data stacco 19 settembre 2011)

	Numero azioni	%
Azionisti di blocco	1.213.731.615	30,30
Investitori istituzionali e professionali	2.026.694.517	50,60
Investitori retail	374.655.724	9,36
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo	382.654.833	9,55
Altri (azioni per le quali non sono pervenute le segnalazioni nominative)	7.622.187	0,19
Capitale sociale	4.005.358.876	100,00

Alla data del 31 dicembre 2011 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

Il Ministero dell'Economia e delle Finanze risulta avere il controllo di fatto in Eni in forza della partecipazione detenuta direttamente (3,93%) e indirettamente, tramite la Cassa Depositi e Prestiti SpA (che detiene il 26,37%), controllata al 70,00% dallo stesso Ministero.

Il sistema di controllo interno

		2009	2010	2011
Interventi di audit integrato	[numero]	75	61	64
- audit a programma		54	39	40
- audit a spot		5	5	7
- follow-up		16	17	17
Numero di raccomandazioni (azioni correttive)		1.331	1.071	1.088
Numero di interventi di Risk Assessment		137	72	78
Media dei tempi di completamento delle azioni correttive	[giorni]	-	-	80

Il sistema di controllo interno Eni, i cui principali aspetti sono descritti nel Capitolo "Altre informazioni" della presente Relazione Finanziaria, è sottoposto nel tempo a verifiche e aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari. Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno nel suo complesso è affidato all'Internal Audit che svolge gli interventi di audit (audit operational, financial e compliance con focus sugli aspetti ex D.Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "top-down risk based" e approvato, unitamente al budget delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA.

Con riferimento alle principali attività svolte dall'Internal Audit, si evidenzia che:

- il numero degli interventi di audit integrato complessivamente emessi nel 2011 è in linea con gli anni precedenti: l'incremento degli interventi spot risente delle attività di accertamento conseguenti a segnalazioni e delle contingenze verificatesi nell'anno;
- il numero medio delle azioni correttive per intervento è stabile tra i vari settori e si rileva ad oggi un sostanziale rispetto dei tempi di attuazione delle azioni programmate, a conferma dell'attenzione delle strutture auditate al rispetto delle tempistiche dichiarate;
- le attività di risk assessment 2011, realizzate ai fini della pianificazione integrata degli interventi di audit, hanno riguardato l'aggiornamento delle precedenti risultanze su processi/strutture di Eni SpA e principali società controllate, oggetto di modifiche organizzative/reengineering di processo.

Uno dei principali obiettivi del sistema di controllo interno di Eni è quello di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria. Nel corso del 2011 il processo di istituzione, mantenimento e valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria ha coinvolto Eni SpA e 105 società controllate (Imprese rilevanti e Altre imprese). Nello specifico, mediante le attività di monitoraggio di linea:

- tutte le società in ambito hanno valutato i propri *Company/Entity Level Control* (CELC);
- le sole Imprese rilevanti (Eni e 33 società), nell'ambito dei 238 processi aziendali ritenuti significativi ai fini dell'informativa finanziaria, hanno sottoposto a valutazione 1.209 *General Computer Control* (GCC) e 3.051 *Process Level Control* (PLC).

Inoltre nel corso del 2011, il monitoraggio indipendente, affidato all'Internal Audit, secondo un piano comunicato dal CFO, ha effettuato verifiche di operatività relativamente a:

- 48 GCC riferiti a 2 società;
- 635 PLC riferiti a 47 processi di 15 società.

Sempre nell'ambito delle attività di monitoraggio indipendente, nel 2011 l'Internal Audit ha verificato la conformità del monitoraggio di linea rispetto alle metodologie definite da Eni relativamente ai CELC per 6 società, per i quali è stata effettuata anche una valutazione indipendente sull'efficacia del disegno e dell'operatività, e a 45 *risk owner* (cui sono attribuiti 441 PLC), distribuiti su 12 società.