

Altre informazioni

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2014 le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 33.045.197, pari allo 0,91% del capitale sociale rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, per un valore di libro complessivo di €581 milioni. L'8 maggio 2014 l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni SpA ha revocato, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, l'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie che era stata deliberata dall'Assemblea il 10 maggio 2013 e ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di n. 363.000.000 azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6.000 milioni, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

Il programma di riacquisto delle azioni è iniziato il 6 gennaio 2014; alla data del 31 dicembre 2014 sono state riacquistate n. 21.656.910 azioni proprie, pari allo 0,60% del capitale sociale, al costo di €380 milioni a un prezzo medio di acquisto di €17,549 per azione.

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti

Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. In tale anno i tempi medi di pagamento dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 66 giorni.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2014 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy [Bermuda] Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy [Congo] Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese [MI] - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese [MI] - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Performance integrate

Criteri di reporting

Il sistema di reporting di Eni è strutturato con una logica multicanale che prevede differenti livelli di approfondimento e differenti modalità comunicative per raggiungere in modo efficace, puntuale e immediato tutti gli stakeholder con i quali Eni si interfaccia.

Proseguendo il suo impegno nella rendicontazione integrata, Eni ha inserito all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2014 un prospetto di indicatori di performance integrata: per ogni obiettivo strategico sono stati valorizzati gli indicatori più significativi di ciascun capitale impiegato da Eni (finanziario, produttivo, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) nella realizzazione della strategia aziendale.

Principi di reporting

Il presente prospetto è stato redatto facendo riferimento ai principi di equilibrio, comparabilità, accuratezza, tempestività, affidabilità e chiarezza (principi di rendicontazione), come definiti dal Global Reporting Initiative - GRI nelle "G4 Sustainability Reporting Guidelines".

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono stati raccolti su base annuale;

la periodicità di rendicontazione è impostata secondo una frequenza annuale. 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 all'evoluzione delle performance di Eni. I dati relativi agli anni 2012 e 2013 possono differire leggermente da quelli pubblicati in precedenza per effetto del consolidamento dei dati che si sono resi disponibili dopo la pubblicazione dei documenti stessi. Per lo stesso motivo, i dati relativi all'anno 2014 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto.

Perimetro di reporting

Nel presente prospetto sono riportati gli indicatori di performance integrata del periodo 2012-2014. Le informazioni si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento interno coincide con quello del bilancio consolidato 2014, a eccezione di alcuni dati espressamente indicati. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni).

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Performance integrate

Aumento e valorizzazione delle risorse esplorative e crescita della generazione di cassa nell'upstream					
			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	10.307	10.475	10.524
	Opex per boe	(\$/boe)	7,1	8,3	8,4
	Cash flow per boe		32,8	31,9	30,1
Capitale produttivo	Riserve certe di idrocarburi	[milioni di boe]	7.166	6.535	6.602
	Vita utile residua delle riserve certe	[anni]	12	11	11
	Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	147	105	112
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (E&P)	[numero]	2.292	2.370	2.016
	Domande di primo deposito brevettuale (E&P)		13	8	15
	Dipendenti in servizio (E&P)	[numero]	11.304	12.352	12.681
Capitale umano	Dipendenti all'estero (E&P)		7.371	8.219	8.147
	- di cui locali		5.834	6.476	6.441
	Dipendenti donne (E&P)		2.146	2.442	2.462
	Numero di assunzioni (E&P)		1.479	1.324	681
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (E&P)	[infortuni/ora lavorate] x 1.000.000	0,34	0,23	0,23
	Investimenti e spese in sicurezza (E&P)	(€ milioni)	109	150	100
	Dipendenti coperti da rilevazione del potenziale (giovani laureati ed esperti) - (E&P)	(%)	61	27	21
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) - (E&P)		28	70	62
	Spese in formazione (E&P)	(€ milioni)	24,8	44,4	29,0
Capitale sociale	Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment) - (E&P)	(€ milioni)	59	53	63
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (E&P)	[milioni di tonnellate di CO ₂ eq]	28,68	25,90	22,98
	- di cui CO ₂ da flaring		9,46	8,48	5,64
	Emissioni di CO ₂ eq/produzione linda di idrocarburi 100% operata	[tonnellate di CO ₂ eq/tep]	0,23	0,22	0,20
	Volume di gas inviato a flaring	[milioni di metri cubi]	4.506	3.762	2.334
	Oil spill operativi (>1 barile)	[barili]	3.015	1.728	936
	% Acqua di formazione re-iniettata	(%)	49	55	56
Ritorno alla profitabilità strutturale nel settore Gas & Power					
			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Utile operativo adjusted	(€ milioni)	398	[638]	310
	Riduzione costi operativi	(%)	9	[10]	[15]
	Vendite gas mondo	[miliardi di metri cubi]	95,32	93,17	89,17
Capitale produttivo	Vendite di GNL		14,60	12,40	13,30
	Clienti in Italia	(milioni)	7,45	8,00	7,93
	Vendite di energia elettrica	[terawattora]	42,58	35,05	33,58
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (G&P)	[numero]	46	56	43
	Domande di primo deposito brevettuale (G&P)		3	0	0
	Dipendenti in servizio (G&P)	[numero]	4.682	4.445	4.136
Capitale umano	Dipendenti all'estero (G&P)		2.626	2.336	2.191
	Dipendenti donne (G&P)		1.442	1.397	1.312
	Numero di assunzioni (G&P)		222	179	68
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (G&P)	[infortuni/ora lavorate] x 1.000.000	2,23	1,43	0,49
	Investimenti e spese in sicurezza (G&P)	(€ milioni)	12,3	8,9	7,1
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) - (G&P)	(%)	74	63	72
	Ore di formazione (G&P)	[numero]	167.975	147.011	92.701
	Spese in formazione (G&P)	(€ milioni)	3,0	1,9	1,2
	Punteggio di soddisfazione clienti (PSC)	(%)	89,70	92,90	93,4 ^[a]
Capitale sociale	Emissioni dirette di GHG (G&P)	[milioni di tonnellate di CO ₂ eq]	12,77	11,22	10,08
	Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	399,03	406,33	408,18
	Energia elettrica prodotta (EniPower)	[TWh]	26,01	23,15	21,05
	Emissioni di NOx/kWheq (EniPower)	(gNO _x eq/KWheq)	0,16	0,16	0,15
	Emissioni di SOx/kWheq (EniPower)	(gSO _x eq/kWheq)	0,027	0,017	0,001
	Prelievi idrici / kWh prodotto (EniPower)	(metri cubi/KWheq)	0,01	0,02	0,02

[a] Il valore del PSC 2014 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Performance integrate

Turnaround dei settori R&M e chimica					
			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Recupero profitabilità (R&M)	(%)	46	(58)	54
	Recupero profitabilità [Versalis]	(??)	20	10	
	Investimenti tecnici nella raffinazione	(€ milioni)	675	462	362
Capitale produttivo	Stazioni di servizio Rete Europa	(numero)	6.384	6.386	6.286
	Capacità bilanciata di raffinazione	(migliaia di barili/giorno)	767	787	697
	Tasso di utilizzo medio impianti Versalis	(%)	66,7	65,3	71,3
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (R&M)	(numero)	772	839	662
	Brevetti in vita [Versalis]		3.365	3.474	2.946
	Domande di primo deposito brevettuale (R&M)		7	6	15
	Domande di primo deposito brevettuale [Versalis]		17	10	14 ^[a]
Capitale umano	Dipendenti in servizio (R&M)	(numero)	6.993	6.815	6.156
	Dipendenti in servizio [Versalis]		5.668	5.708	5.443
	Dipendenti donne (R&M)		1.306	1.316	1.144
	Dipendenti donne [Versalis]		588	620	607
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (R&M)	(infortuni/ora lavorate) x 1.000.000	1,74	1,01	0,86
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale [Versalis]		1,09	0,57	0,28
	Investimenti e spese in sicurezza (R&M)	(€ milioni)	34	43	31
	Investimenti e spese in sicurezza [Versalis]		117	116	106
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione della performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) (R&M)	(%)	49	48	40
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione della performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) [Versalis]		84	73	61
Capitale sociale	Ore di formazione (R&M)	(numero)	265.702	244.279	163.321
	Ore di formazione [Versalis]		253.207	258.927	180.163
	Spese in formazione (R&M)	(€ milioni)	2,8	3,3	2,5
	Spese in formazione [Versalis]		2,6	3,0	1,9
Capitale naturale	Indice soddisfazione clienti (R&M)	(scala likert)	7,90	8,10	8,20
	Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	30.438	29.863	24.081
	Emissioni dirette di GHG (R&M)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	6,06	5,20	5,34
	Emissioni dirette di GHG [Versalis]		3,72	3,69	3,09
	Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(tonnellate CO ₂ eq/kt)	273,28	251,32	290,67
	Emissioni di SOx/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(tonnellate SO ₂ eq/kt)	0,77	0,52	0,33
	Emissioni di NOx (Versalis)	(tonnellate NO ₂ eq)	3.428	3.286	2.450

Focus su maggiore efficienza					
			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Variazione del capitale di esercizio	(€ milioni)	(3.281)	456	2.668
	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		95.034	90.003	86.340
Capitale umano	Giorni di assenza per infortunio sul lavoro - Forza lavoro (totale)	(numero)	13.084	8.627	7.933
	Contenziosi dipendenti (totali)		1.383	1.607	1.355
	Rapporto prevenzione/controversie dei contenziosi dipendenti (totale)		864/1.383	577/1.607	658/1.355
Capitale naturale	Consumo netto di fonti primarie (totale)	(tep)	14.629.243	14.225.297	12.463.585
	di cui: Gas naturale		10.126.614	9.964.105	9.341.204
	di cui: Prodotti petroliferi		4.286.526	4.135.871	3.034.550
	di cui: Altri combustibili		216.103	125.322	87.831
	Consumi energetici da attività produttive/produzione linda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,56	1,54	1,67
	Energy Intensity Index (R&M)	(%)	76,9	76,3	77,8
	Prelievi idrici (totale)	(milioni di metri cubi)	2.356	2.205	1.878
	Riutilizzo acqua dolce (totale)	(%)	73,4	80,0	81,7

(a) Delle 14 domande di primo deposito brevettuale, un titolo è condiviso tra R&M e Versalis ed è attribuito a quest'ultima.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Performance integrate

		Altre performance rilevanti			
		2012	2013	2014	
	Governance				
	Membri del CdA di Eni SpA	[numero]	9	9	9
	- esecutivi		1	1	1
	- non esecutivi		8	8	8
	- indipendenti ^[a]		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	[%]	8	14	22
	Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni	[%]	15	28	36
	Capitale intellettuale				
	Spese in R&S (totale)	[€ milioni]	263	218	199
	Domande di primo deposito brevettuale	[numero]	74	59	84
	- di cui depositi sulle fonti rinnovabili		21	28	29
	Brevetti in vita		8.931	9.427	8.225
	Dipendenti al 31 dicembre	[numero]	77.636	82.093	83.599
	- uomini		64.789	68.505	69.949
	- donne		12.847	13.588	13.650
	Dipendenti all'estero locali per categoria professionale		39.668	43.121	45.864
	- di cui dirigenti		223	213	201
	- di cui quadri		3.798	4.004	4.096
	- di cui impiegati		19.683	20.522	21.662
	- di cui operai		15.964	18.382	19.905
	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	[%]	19	19	20
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ora lavorate) x 1.000.000	0,49	0,35	0,31
	Fatality index	(infortuni mortali/ora lavorate) x 100.000.000	1,10	0,98	0,72
	Investimenti e spese in sicurezza	[€ milioni]	364	400	361
	Ore di formazione	[ore]	3.132.350	4.348.352	3.207.027 ^[c]
	Spese in formazione	[€ milioni]	55,67	75,91	60,93
	Capitale sociale				
	Spese per il territorio (totali)	[€ milioni]	91	101	96
	Fornitori utilizzati (totale)	[numero]	32.621	34.848	31.555
	Procurato totale	[€ milioni]	31.811	32.814	42.800
	Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani (totale)	[numero]	12.471	14.833	19.823
	Audit SA8000 effettuati (totale)		16	23	20 ^[d]
	Ore di formazione sui Diritti Umani (totale)		576	667	700
	Personale security formato sui Diritti Umani		1.008	235	143
	Contratti di security contenenti clausole sui Diritti Umani	[%]	65	84	90
	Capitale naturale				
	Emissioni dirette di GHG (totali)	[tonnellate di CO ₂ eq]	52.840.365	47.599.206	42.925.895
	Emissioni di NOx	[tonnellate di NO ₂ eq]	115.571	103.736	89.916
	Emissioni di SOx	[tonnellate di SO ₂ eq]	30.137	27.949	24.891
	Emissioni di NMVOC [Non Methan Volatile Organic Compounds]	[tonnellate]	49.562	44.027	27.978
	Emissioni di PST [Particolato Sospeso Totale]	[tonnellate]	3.548	2.876	2.256
	Numeri totali di oil spill (> 1 barile)	[numero]	329	386	368
	Volume totale di oil spill (> 1 barile)	[barili]	12.428	7.903	15.580
	- da atti di sabotaggio e terrorismo		8.669	6.002	14.401
	- operativi		3.759	1.901	1.179
	Prelievi idrici totali	[milioni di metri cubi]	2.356	2.205	1.878
	- di cui acqua di mare		2.143	2.002	1.705
	- di cui acqua dolce		189	184	162
	- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		25	18	10

[a] Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti 6 dei 9 Amministratori in carica.

[b] Il consuntivo include le attività svolte nel corso del 2013 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division.

[c] Il consuntivo non include le attività svolte nel corso del 2014 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division pari a ore 61.764.

[d] Il dato include Audit SA8000 su 8 fornitori/sub-fornitori in Mozambico, Indonesia, Pakistan e Angola e 12 follow-up su Audit SA8000 svolti nel 2013 in Congo, Pakistan, Timor Leste.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Performance integrate

La trasparenza dei pagamenti

In materia di trasparenza dei pagamenti, Eni, oltre a proseguire nel suo supporto all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), si è attivata per raggiungere un maggior grado di trasparenza, in anticipo rispetto all'entrata in vigore delle norme in materia. In particolare, ritenendo che il coinvolgimento attivo dei governi sia imprescindibile per un buon uso delle risorse estrattive, l'azienda ha preso contatti con tutte le controparti nei suoi contratti upstream per segnalare il suo impegno in materia di trasparenza e per richiedere il consenso alla pubblicazione di tasse, royalty e degli altri pagamenti previsti dallo Standard dell'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) e dalle Direttive Europee.

Pertanto sono di seguito rappresentati i pagamenti ("cash basis") effettuati nell'anno 2014 agli Stati (comprese le amministrazioni

locali e altre agenzie statali) per i Paesi per i quali i relativi governi/autorità locali/controparti governative hanno comunicato il loro consenso alla pubblicazione. I dati sono estratti dalla contabilità Eni e riguardano la parent company e le società controllate consolidate.

I pagamenti relativi alle iniziative petrolifere operate da Eni, se eseguiti anche per conto dei partners, sono riportati al 100%. Non sono riportati i pagamenti eseguiti dagli operatori per conto Eni nelle iniziative petrolifere dove Eni non è operatore. Le categorie di pagamenti sono coerenti con quelle previste dallo Standard EITI e dalle Direttive Europee. I Paesi oggetto di disclosure contribuiscono con circa il 38% alla produzione Eni 2014 (50% includendo i tre ulteriori paesi aderenti all'EITI riportati in tabella).

[€ migliaia]	Anno	Entitlement riconosciuto allo stato	Entitlement riconosciuto a società di stato	Imposte dirette	Royalty	Bonus	Fees	Altri pagamenti e benefici rilevanti	Ricavi delle vendite di idrocarburi equity ^(*)
Australia	2014			6.337			568	33.654	112.435
Cipro	2014						313	600	94.634
Ecuador	2014			16.183				32.120	112.606
Gabon	2014						15	1.129	72.379
Ghana	2014						158	903	30.443
Indonesia	2014			49.374				625.521	226.943
Iraq	2014			10.109				14.285	360.074
Italia	2014				327.187		1.928	13.028	923.121
Nigeria	2014	5.749		256.346	242.182		48	25.565	834.474
Norvegia	2014			314.619			13.498		1.366.403
Pakistan	2014			48.667	33.501		423	3.381	107.935
Regno Unito	2014			188.852			1.364		273.731
Timor Leste	2014	84.510		47.593	2.135		610		92.096
Vietnam	2014					1.505		424	12.449
DATI EITI^(**)									
Kazakhstan ^(a)	2013			405.743				[4.467]	
Mozambico	2012			33.069				156	
Congo ^(b)	2013		35.600	17.810			1.196	19.325	

(*) Accrual basis.

(**) Si riportano i dati degli ultimi rapporti EITI pubblicati con riferimento ai Paesi EITI per i quali non è stato ricevuto da governi/autorità consenso alla pubblicazione dei dati 2014 su base volontaria.

(a) Non include pagamenti effettuati allo Stato da NCOC BV operatore del North Caspian Sea PSA pari a 10.296.119 migliaia di Tenge (KZ) indicati nel rapporto EITI 2013 a fronte di interventi di "Social Development and Local Infrastructure".

(b) Oltre agli importi rappresentati in tabella sono stati riconosciuti ulteriori trasferimenti "in kind" pari a 10.864 mila bøe.

Royalty pagate negli esercizi 2012-2014 in Italia

[€ migliaia]	2012	2013	2014
Royalty corrisposte^(a)	237.517	298.383	327.187
- di cui allo Stato	96.948	138.302	149.454
- di cui alle Regioni	109.949	125.596	130.610
- <i>di cui alla regione Basilicata</i>	77.255	91.862	94.925
- di cui ai Comuni	30.620	34.485	47.123

(a) Il valore include Eni SpA [Exploration & Production], Enimed, Società Adriatica Idrocarburi e Società Ionica Gas.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima delle interessenze di terzi aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra l'utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impegni finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opep per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities -Oil & Gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.

- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil&Gas Topic 932).

Attività operative

- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale; quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NOx (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO2, mentre sono escluse le emissioni di N2O.
- **Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO2 ed SO3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Glossario

- in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avvia-
mento o avviato.
- **EPCI (Engineering, Procurement, Commissioning, Installation)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avenire per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle re-
lative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le at-
tività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
 - **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in ef-
fetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (ri-
ser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
 - **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, tra-
parenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuo-
ve. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione in-
frarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
 - **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
 - **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
 - **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raf-
finazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
 - **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reat-
tività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
 - **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
 - **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commer-
ciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
 - **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giaciamento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
 - **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
 - **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, a una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi e il finanziamento del progetto devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
 - **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di gia-
cimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizio-
ni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere ini-
ziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo [chiara volontà manageriale] che inizierà entro un tempo ragionevole.
 - **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas natu-
rale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
 - **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prez-
zo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della fra-
zione di prezzo contrattuale già corrisposto.
 - **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attivi-
tà di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine down-
stream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
 - **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
 - **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.



Bilancio Consolidato 2014

-
- | | |
|-----|---|
| 122 | Schemi di bilancio |
| 130 | Note al bilancio consolidato |
| 225 | Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC |
| 240 | Attestazione del management |
| 241 | Relazione della Società di revisione |

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Schemi

Stato patrimoniale

01.01.2013 ^(a)		31.12.2013 ^(a)		31.12.2014	
Totale	di cui verso parti correlate (€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
2.936	Disponibilità liquide ed equivalenti	[8]	5.431		6.614
	Attività finanziarie destinate al trading	[9]	5.004		5.024
237	Attività finanziarie disponibili per la vendita	[10]	235		257
28.618	Crediti commerciali e altri crediti	[11]	28.890	1.869	28.601
8.578	Rimanenze	[12]	7.939		7.555
771	Attività per imposte sul reddito correnti	[13]	802		762
1.239	Attività per altre imposte correnti	[14]	835		1.209
1.617	8 Altre attività correnti	[15]	1.325	15	4.385
48.996			50.461		54.407
Attività non correnti					
64.798	Immobili, impianti e macchinari	[16]	63.763		71.962
2.541	Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	[17]	2.573		1.581
4.487	Attività immateriali	[18]	3.876		3.645
3.453	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[19]	3.153		3.115
5.085	Altre partecipazioni	[19]	3.027		2.015
913	334 Altre attività finanziarie	[20]	858	320	1.022
5.005	Attività per imposte anticipate	[21]	4.658		5.231
4.398	43 Altre attività non correnti	[22]	3.676	42	2.773
90.680			85.584		91.344
516	Attività destinate alla vendita	[33]	2.296		456
140.192	TOTALE ATTIVITÀ		138.341		146.207
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
2.032	154 Passività finanziarie a breve termine	[23]	2.553	264	2.716
3.015	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	[28]	2.132		3.859
23.666	1.583 Debiti commerciali e altri debiti	[24]	23.701	2.160	23.703
1.633	Passività per imposte sul reddito correnti	[25]	755		534
2.188	Passività per altre imposte correnti	[26]	2.291		1.873
1.418	6 Altre passività correnti	[27]	1.437	17	4.489
33.952			32.869		37.174
Passività non correnti					
19.145	Passività finanziarie a lungo termine	[28]	20.875		19.316
13.567	Fondi per rischi e oneri	[29]	13.120		15.898
1.407	Fondi per benefici ai dipendenti	[30]	1.279		1.313
6.745	Passività per imposte differite	[31]	6.750		7.847
2.598	16 Altre passività non correnti	[32]	2.259		2.285
43.462			44.283		46.659
361	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	[33]	140		165
77.775	TOTALE PASSIVITÀ		77.292		83.998
PATRIMONIO NETTO					
3.357	Interessenze di terzi	[34]	2.839		2.455
Patrimonio netto di Eni:					
4.005	Capitale sociale		4.005		4.005
(16)	Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[154]			[284]
49.438	Altre riserve		51.393		57.343
(201)	Azioni proprie	[201]			[581]
(1.956)	Acconto sul dividendo	[1.993]			[2.020]
7.790	Utile dell'esercizio		5.160		1.291
59.060	Totale patrimonio netto di Eni		58.210		59.754
62.417	TOTALE PATRIMONIO NETTO		61.049		62.209
140.192	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		138.341		146.207

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Schemi

Conto economico

[€ milioni]	Note	2012 ^(a)		2013 ^(a)		2014	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	[37]	127.109	3.622	114.697	3.184	109.847	2.604
Altri ricavi e proventi		1.548	57	1.387	33	1.101	69
Totale ricavi		128.657		116.084		110.948	
COSTI OPERATIVI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		95.034	6.093	90.003	7.897	86.340	7.382
Costo lavoro		4.640	21	5.301	41	5.337	61
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	[38]	[158]	10	[71]	68	145	208
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	[38]	13.617		11.821		11.499	
UTILE OPERATIVO		15.208		8.888		7.917	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari		7.208	28	5.732	41	6.459	46
Oneri finanziari		[8.327]	[2]	[6.653]	[85]	[7.710]	[55]
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading				4		24	
Strumenti finanziari derivati		[252]		[92]		162	
		[1.371]		[1.009]		[1.065]	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI							
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		186		222		121	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		2.603		5.863		369	
- di cui plusvalenza da cessione 28,57% di Eni East Africa				3.359			
		2.789		6.085		490	
UTILE ANTE IMPOSTE		16.626		13.964		7.342	
Imposte sul reddito	[41]	[11.679]		[9.005]		[6.492]	
Utile netto - Continuing operations		4.947		4.959		850	
Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations		3.732	2.234				
Utile netto		8.679		4.959		850	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		4.200		5.160		1.291	
- discontinued operations		3.590					
		7.790		5.160		1.291	
Interessenze di terzi:							
- continuing operations		747		[201]		[441]	
- discontinued operations		142					
		889		[201]		[441]	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni							
di competenza degli azionisti Eni							
[ammontare in € per azione]							
- semplice		2,15		1,42		0,36	
- diluito		2,15		1,42		0,36	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations							
[ammontare in € per azione]							
- semplice		1,16		1,42		0,36	
- diluito		1,16		1,42		0,36	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Schemi

Prospetto dell'utile complessivo

[€ milioni]	Note	2012 ^(a)	2013 ^(a)	2014
Utile netto dell'esercizio		8.679	4.959	850
Altre componenti dell'utile complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	[34]	(151)	65	(82)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	[34]	2	(3)	3
Effetto fiscale	[34]	53	(40)	22
		(96)	22	(57)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	[34]	(716)	(1.871)	5.008
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	[34]	141	(64)	(77)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	[34]	16	(1)	?
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[34]	(103)	(198)	(167)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto"	[34]	8		4
Effetto fiscale	[34]	32	63	30
		(622)	(2.071)	4.805
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(718)	(2.049)	4.748
Totale utile complessivo dell'esercizio		7.961	2.910	5.598
Di competenza:				
- azionisti Eni		7.096	3.164	5.996
- interessenze di terzi		865	(254)	(398)
		7.961	2.910	5.598

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Schemi

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																
[€ milioni]	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per planificazione benefici definiti per dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
Saldi al 31 dicembre 2011	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	[6.753]	42.531	[1.884]	6.860	55.472	4.921	60.393		
Modifiche dei criteri contabili [IFRS 10 e 11]													(151)	(151)		
Modifiche dei criteri contabili [IAS 19]								(52)				(52)	(9)	(61)		
Saldi al 1° gennaio 2012	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	[6.753]	42.479	[1.884]	6.860	55.420	4.761	60.181		
Utile dell'esercizio												7.790	7.790	889	8.679	
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(88)					(88)	(10)	(98)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale													2	2		
								(88)					(88)	(8)	(96)	
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro									(597)				(701)	(15)	(716)	
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale							138						138	138		
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							14						14	14		
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale							(65)						(65)	(1)	(66)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								8					8	8		
	(65)	152	(88)					8 [597]	(104)				(606)	(16)	(622)	
Utile complessivo dell'esercizio	(65)	152	(88)					8 [597]	(104)				7.790	7.096	865	7.961
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,52 per azione a saldo dell'aconto 2011 di €0,52 per azione)									1.884	[3.768]	[1.884]					
Acconto sul dividendo (€0,54 per azione)									(1.956)		(1.956)					
Attribuzione del dividendo di altre società													(681)	(681)		
Destinazione utile residuo 2011									3.092		[3.092]					
Effetti relativi alla cessione di Snam SpA									371		371	[1.602]	(1.231)			
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigáz Zrt									(4)		(4)	(3)	(?)			
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti							(1)					1	1	1		
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti								?				2	22	29		
							(1)		3	1	3.464	[72]	[6.860]	[3.465]	[2.264]	[5.729]
Altri movimenti di patrimonio netto																
Annullamento azioni proprie							(6.551)					6.551				
Ricostituzione riserva azioni proprie							6.000					(6.000)				
Diritti decaduti stock option									(?)			(?)	(?)	(?)		
Altre variazioni								(1.140)				1.156	16	(5)	11	
							(551)	(1.140)				6.551 [4.851]	9	(5)	4	
Saldi al 31 dicembre 2012	4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	7.790	59.060	3.357	62.417	

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Schemi

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																			
[€ milioni]	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserve per differenze cambio da conversione	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto				
Saldi al 31 dicembre 2012		4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	7.790	59.060	3.357	62.412			
Utile dell'esercizio											5.160	5.160	(201)	4.959					
Altre componenti dell'utile complessivo																			
Componenti non riclassificabili a conto economico																			
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	[34]							18					18	7	25				
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	[34]							(1)					(1)	(2)	(3)				
								17					17	5	22				
Componenti riclassificabili a conto economico																			
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	[34]							(1)	(1.640)	(171)			(1.812)	(59)	(1.871)				
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	[34]							(62)					(62)		(62)				
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	[34]							(1)					(1)		(1)				
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[34]							(138)					(138)	1	(137)				
								(138)	(63)	(1)	(1.640)	(171)	(2.013)	(58)	(2.071)				
Utile complessivo dell'esercizio								(138)	(63)	16	(1.640)	(171)	5.160	3.164	(254)	2.910			
Operazioni con gli azionisti																			
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,54 per azione a saldo dell'aconto 2012 di €0,54 per azione)	[34]										(829)	1.956	(3.083)	(1.956)	(1.956)				
Acconto sul dividendo (€0,55 per azione)	[34]										(1.993)		(1.993)		(1.993)				
Attribuzione del dividendo di altre società													(250)	(250)					
Destinazione utile residuo 2012											4.707		(4.707)						
Acquisto di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt	[34]								4				4	(32)	(28)				
Versamenti e rimborsi da/ a azionisti terzi	[34]												1		1				
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	[34]												1		1				
													4	3.878	(37)	(7.790)	(3.945)	(280)	(4.225)
Altri movimenti di patrimonio netto																			
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo											(32)		(32)	32					
Diritti decaduti stock option											(13)		(13)	(13)					
Altre variazioni											(24)		(24)	(16)	(40)				
											(69)		(69)	16	(53)				
Saldi al 31 dicembre 2013	[34]	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839	61.049			

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Schemi

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni																
	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per i piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
[€ milioni]																
Saldi al 31 dicembre 2013	[34]	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839	61.049
Utile dell'esercizio													1.291	1.291	(441)	850
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	[34]															
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	[34]															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	[34]															
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	[34]															
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	[34]															
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[34]															
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[34]															
Utile complessivo dell'esercizio																
Operazioni con gli azionisti																
"Attribuzione del dividendo di Eni SpA [€0,55 per azione a saldo dell'acconto 2013 di €0,55 per azione]"	[34]															
Acconto sul dividendo [€0,56 per azione]	[34]															
Attribuzione del dividendo di altre società																
Destinazione utile residuo 2013																
Acquisto azioni proprie	[34]															
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi	[34]															
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo																
Diritti decaduti stock option																
Altre variazioni																
Saldi al 31 dicembre 2014	[34]	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.020	(581)	46.067	(2.020)	1.291	59.754	2.455	62.209

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Schemi

Rendiconto finanziario

[€ milioni]	Note	2012 ^(a)	2013 ^(a)	2014
Utile netto - Continuing operations		4.947	4.959	850
Rettifiche per ricordurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(38)	9.645	9.421	9.970
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(38)	3.972	2.400	1.529
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(40)	[186]	[222]	[121]
Plusvalenze nette su cessioni di attività		[875]	[3.770]	[95]
Dividendi	(40)	(431)	(400)	(385)
Interessi attivi		(94)	(142)	(171)
Interessi passivi		808	711	719
Imposte sul reddito	(41)	11.679	9.005	6.492
Altre variazioni		(1.947)	(1.882)	744
Variazioni del capitale di esercizio:				
- <i>rimanenze</i>		{1.402}	350	1.524
- <i>crediti commerciali</i>		{3.161}	{1.379}	2.344
- <i>debiti commerciali</i>		2.014	703	{1.253}
- <i>fondi per rischi e oneri</i>		329	59	{187}
- <i>altre attività e passività</i>		{1.061}	723	240
Flusso di cassa del capitale di esercizio		{3.281}	456	2.668
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		17	6	9
Dividendi incassati		930	630	612
Interessi incassati		79	97	112
Interessi pagati		(829)	(942)	(882)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(11.882)	(9.301)	(6.941)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		12.552	11.026	15.110
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		15		
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.567	11.026	15.110
- <i>di cui verso parti correlate</i>		{44}	{1.117}	{2.911}
Investimenti:				
- <i>attività materiali</i>		{16}	{11.267}	{10.913}
- <i>attività immateriali</i>		{18}	{2.294}	{1.887}
- <i>imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda</i>		{35}	{178}	{25}
- <i>partecipazioni</i>		{19}	{391}	{292}
- <i>titoli</i>			{17}	{5.048}
- <i>crediti finanziari</i>			{1.542}	{978}
- <i>variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale</i>			54	50
Flusso di cassa degli investimenti		{15.635}	{19.093}	{13.345}
Disinvestimenti:				
- <i>attività materiali</i>			1.240	514
- <i>attività immateriali</i>			61	16
- <i>imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda</i>		{35}	3.521	3.401
- <i>partecipazioni</i>			1.203	2.429
- <i>titoli</i>			54	36
- <i>crediti finanziari</i>			1.431	1.561
- <i>variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento</i>			{252}	155
Flusso di cassa dei disinvestimenti			7.258	8.112
Flusso di cassa netto da attività di investimento		[8.377]	{10.981}	{8.943}
- <i>di cui verso parti correlate</i>		{44}	1.485	{390}

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.