

$$82352 \overline{) 650}$$

Eni S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39[illegible]

nr





Building a better
working world

EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

82352/651

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sul bilancio consolidato

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio consolidato del Gruppo Eni, costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2016, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio consolidato sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio consolidato. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio consolidato dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio consolidato dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio consolidato nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
R.I.V.A. 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70948 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n. 10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Ne

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Richiamo d'informativa

Richiamiamo l'attenzione sulla Nota 5 "Modifica dei criteri contabili" del bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, che descrive l'adozione, su base volontaria, del "Successful Efforts Method" quale criterio di rilevazione e valutazione dei costi delle attività di esplorazione degli idrocarburi. Il nuovo criterio è stato applicato retroattivamente a tutti i dati presentati ai fini comparativi.

Il nostro giudizio non contiene rilievi con riferimento a tale aspetto.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

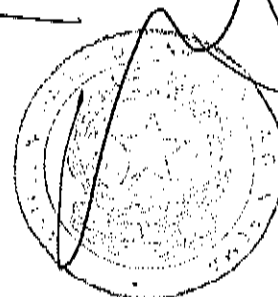
Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio consolidato



Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, la cui responsabilità compete agli amministratori della Eni S.p.A., con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2016.

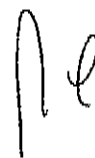
Roma, 22 marzo 2017

EY S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)



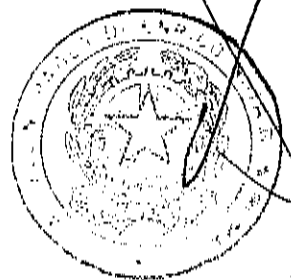


PAGINA ANNULATA

82352/653

Bilancio di esercizio 2016

230	Schemi di bilancio
236	Note al bilancio di esercizio
300	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti
301	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998
305	Attestazione del management
306	Relazione della Società di revisione
308	Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti



Handwritten signature

Schemi

82352/656

Stato patrimoniale

		01.01.2015 Rilesposto ^(a)		31.12.2015 Rilesposto ^(a)		31.12.2016	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	4.280.705.058	234.952.009	4.132.040.446	158.674.664	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	(9)	5.023.971.368		5.028.214.060		6.062.003.322	
Crediti commerciali e altri crediti:	(10)	20.831.611.572	12.215.292.382	14.561.548.374	8.945.965.093	15.658.346.871	11.254.082.382
- crediti finanziari		6.785.320.381		5.991.305.920		7.762.576.306	
- crediti commerciali e altri crediti		14.046.291.191		8.570.242.454		7.895.770.565	
Rimanenze	(11)	1.699.382.431		1.451.677.516		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	(12)	172.395.932		106.907.811		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	(13)	404.648.444		243.947.121		345.870.167	
Altre attività correnti	(14)	2.417.286.853	1.225.745.610	1.047.000.341	564.500.693	1.010.630.623	644.226.025
		34.830.001.658		26.571.335.669		29.029.984.463	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(15)	8.532.766.633		8.436.883.737		8.045.543.832	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(16)	1.529.686.249		899.064.137		1.172.570.632	
Attività immateriali	(17)	1.208.105.101		1.203.639.843		1.205.014.790	
Partecipazioni	(19)	32.196.314.433		32.915.012.826		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie	(20)	3.979.607.879	3.924.296.968	6.968.531.489	6.917.892.212	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	(21)	1.703.852.170		1.260.702.961		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	(22)	1.672.966.504	114.752.143	786.077.324	260.988.280	699.552.732	374.019.621
		50.823.298.868		52.469.912.317		53.744.825.659	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(34)	14.477.711		236.270.038		3.635.721	
TOTALE ATTIVITÀ		85.667.778.338		79.277.518.024		82.778.425.843	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(23)	3.616.384.242	3.448.228.580	3.687.275.908	3.573.130.673	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(24)	3.487.775.696	780.255	2.514.113.399	665.951	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	(25)	9.519.663.479	6.019.636.689	6.369.259.247	3.505.273.080	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	(26)	64.294.235		56.663.562		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	(27)	1.247.644.099		1.072.676.064		887.109.601	
Altre passività correnti	(28)	2.647.558.951	1.120.572.917	1.838.221.421	1.322.809.488	1.204.612.480	632.108.110
		20.583.320.702		15.538.208.601		15.478.122.118	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(29)	17.400.018.122	297.226.370	17.958.988.361	547.426.151	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	(30)	4.621.922.461		3.970.739.024		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	(31)	392.162.818		368.018.829		391.417.852	
Altre passività non correnti	(32)	1.698.298.192	412.881.098	1.881.103.894	729.953.066	1.366.197.912	263.952.970
		24.102.401.593		24.176.850.108		25.364.981.780	
Passività direttamente attribuibili a discontinued operations	(34)			687.056			
TOTALE PASSIVITÀ		44.685.722.295		39.715.746.765		40.843.103.898	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale	(35)	4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		34.108.267.950		34.436.001.970		34.471.271.330	
Acconto sul dividendo	(2.019.687.674)			(1.440.456.053)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie	(581.047.644)			(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		4.510.062.412		2.182.811.987		4.521.093.313	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		40.982.056.043		39.561.771.259		41.935.321.945	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		85.667.778.338		79.277.518.024		82.778.425.843	

(a) Il dato è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

82352/655

Conto economico

(€)	Note	2015 Riesposto ^(a)		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(37)				
Ricavi della gestione caratteristica		33.653.116.845	10.531.550.485	27.717.529.085	9.897.099.006
Altri ricavi e proventi		337.363.910	122.580.112	547.240.248	310.307.957
Totale ricavi		33.990.480.755		28.264.769.333	
COSTI OPERATIVI	(38)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(33.268.582.817)	(15.022.522.306)	(27.245.943.596)	(12.388.627.823)
Costo lavoro		(1.148.277.682)		(1.179.079.612)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(622.486.719)	(1.218.261.420)	(50.349.163)	369.011.841
AMMORTAMENTI		(893.987.049)		(815.079.778)	
SVALUTAZIONI E RIPRESE DI VALORE NETTE		(132.179.525)		(442.645.642)	
RADIAZIONI		(62.816.384)		(209.196.618)	
UTILE OPERATIVO		(2.137.839.421)		(1.677.525.076)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(39)				
Proventi finanziari		2.641.977.200	273.855.655	2.149.423.813	194.138.386
Oneri finanziari		(2.981.911.052)	(12.163.465)	(2.539.618.343)	(24.068.426)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading		2.673.080		(21.404.309)	
Strumenti finanziari derivati		(94.207.472)	(218.316.110)	(34.753.871)	471.993.196
		(431.468.244)		(446.352.710)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(40)	5.141.434.208		6.057.741.755	
UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations		2.572.126.543		3.933.863.969	
Imposte sul reddito	(41)	(438.595.215)		232.110.583	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - CONTINUING OPERATIONS		2.133.531.328		4.165.974.552	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - DISCONTINUED OPERATIONS	(34)	49.280.659		355.118.761	410.037.436
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		2.182.811.987		4.521.093.313	

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Vorsalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

82352/656

Prospetto dell'utile complessivo

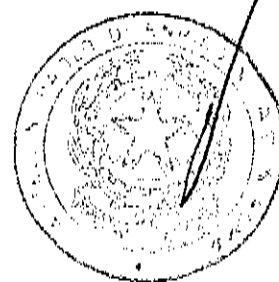
(€ milioni)	Note	2015 Riesposto ^(a)	2016
Utile netto dell'esercizio		2.183	4.521
Altre componenti dell'utile complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(35)	18	(5)
Effetto fiscale alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(35)	(8)	2
		10	(3)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(35)	(279)	1.044
Differenze cambio da conversione	(35)	51	19
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(35)	70	(271)
		(158)	792
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(148)	789
Totale utile complessivo dell'esercizio		2.035	5.310

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

82352/657

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2014	4.005	9.990	959	(581)	6.201	(347)	1.107	16.468	11	(2.020)	4.510	40.303
Effetto applicazione SEM al 1° gennaio 2015								126	553			679
Saldo al 1° gennaio 2015	4.005	9.990	959	(581)	6.201	(347)	1.107	16.594	564	(2.020)	4.510	40.982
Utile netto dell'esercizio											2.183	2.183
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							10					10
							10					10
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(209)						(209)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									51			51
									51			(158)
Operazioni con gli azionisti:												
Acconto sul dividendo 2015 (€0,4 per azione)									(1.440)			(1.440)
Attribuzione del dividendo residuo 2014 (€0,56 per azione)									2.020	(4.037)		(2.017)
Attribuzione utile 2014 a riserve							33	390	(5)		(418)	
							33	390	(5)	580	(4.458)	(3.457)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riclassifica riserva azioni proprie		378			(5.620)			5.242				
Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a) D.Lgs 38/2005						(1.027)	1.027					
Operazioni straordinarie under common control								55			(55)	
Altre variazioni								2				2
		378			(5.620)		(1.027)	6.326			(55)	2
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.310	610	(1.440)	2.183	39.562



82352/658

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.310	610	(1.440)	2.183	39.562
Effetti fusioni 1° gennaio 2016								(58)				(58)
Saldo al 1° gennaio 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.252	610	(1.440)	2.183	39.504
Utile netto dell'esercizio											4.521	4.521
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							(3)					(3)
							(3)					(3)
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						773						773
Differenze cambio da conversione Joint Operation									19			19
						773			19			792
Operazioni con gli azionisti:												
Accanto sul dividendo 2016 (€0,4 per azione)									(1.441)			(1.441)
Attribuzione del dividendo residuo 2015 (€0,40 per azione)							(1.025)	(3)	1.440	(1.852)		(1.440)
Attribuzione utile 2015 a riserve						63			3		(66)	
						63	(1.025)			(1)	(1.918)	(2.881)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a) D.Lgs 38/2005						(202)	202					
Effetto Versalis							294				(294)	
Effetto Applicazione SEM							(12)	(17)			29	
Operazioni straordinarie under common control							(11)					(11)
Altre variazioni							13					13
						(202)	486	(17)		(265)		2
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	217	(19)	22.713	612	(1.441)	4.521	41.935

Handwritten signature

82352/659

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2015 Riasposto ^(a)	2016
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations	2.134	4.166
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
- Ammortamenti	894	815
- Svalutazioni e riprese di valore nette	132	443
- Radiazioni	63	209
- Svalutazioni (riprese di valore) partecipazioni	5.374	374
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(157)	29
Dividendi	(10.366)	(6.486)
Interessi attivi	(241)	(161)
Interessi passivi	675	588
Imposte sul reddito	438	(232)
Altre variazioni	129	159
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	872	(66)
- crediti commerciali	4.616	1.353
- debiti commerciali	(3.133)	93
- fondi per rischi e oneri	(338)	(30)
- altre attività e passività	1.651	(585)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	3.668	765
Variazione fondo benefici per i dipendenti		16
Dividendi incassati	11.041	6.458
Interessi incassati	234	165
Interessi pagati	(708)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	6	7
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	13.316	6.623
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.316	6.623
di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	(4.590)	(3.086)
Investimenti:		
- attività materiali	(1.162)	(788)
- attività immateriali	(60)	(58)
- partecipazioni	(2.711)	(8.299)
- titoli strumentali all'attività operativa	(3)	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(3.582)	(1.585)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(35)	(507)
Flusso di cassa degli investimenti	(12.553)	(11.237)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	20	5
- attività immateriali		
- partecipazioni	1.586	2.209
- attività destinate alla vendita	17	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	176	5.405
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.799	7.619
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Continuing operations	(10.754)	(3.618)
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(10.754)	(3.618)
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	(3.543)	(3.436)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(120)	(1.257)
Assunzione (rimborso) di debiti finanziari a lungo termine	(501)	2.135
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	79	548
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.288	(1.105)
Dividendi pagati	(3.457)	(2.881)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.711)	(2.560)
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	913	(1.693)
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		6
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(149)	451
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	4.281	4.132
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	4.132	4.583

(a) Il dato 2015 è presentato "riasposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

82352/660

Note al bilancio di esercizio

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05.

Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 febbraio 2017. Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente rilevate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata,

eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le altre partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino². I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

■ Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

■ Modifica dei criteri contabili

A partire dal 1° gennaio 2016 Eni ha adottato, su base volontaria, il cd. Successful Efforts Method (di seguito SEM) al fine di migliorare la comparabilità dei risultati Eni con quelli dei competitor e garantire un'informativa finanziaria adeguata, affidabile e coerente con i processi decisionali di valutazione degli esiti delle attività minerarie. Per la descrizione del crite-

[1] In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

[2] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

[3] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultimo bilancio di esercizio, fatta eccezione per (i) gli schemi di conto economico e di rendiconto finanziario che presentano la nuova voce "Radiazioni", che accoglie gli oneri derivanti dalla radiazione (write-off) di attività materiali e immateriali. La presentazione di tale voce aggiuntiva è stata ritenuta significativa dal management in considerazione dell'adozione, su base volontaria, dei criteri di rilevazione e valutazione dei costi relativi all'attività mineraria basati sul cd. Successful Efforts Method (SEM), come descritto nella nota n. 4 "Modifica dei criteri contabili"; (ii) l'apertura nello schema di conto economico, coerentemente all'impostazione adottata per il bilancio consolidato, della voce "Svalutazioni e riprese di valore nette", che accoglie il saldo netto delle svalutazioni/riprese di valore delle attività materiali e immateriali.

[4] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 36 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

82 352/661

rio di rilevazione e valutazione secondo il SEM si rinvia a quanto indicato nella sezione "Criteri di redazione" del bilancio consolidato.

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'adozione del SEM è operata con effetto retroattivo e pertanto i valori patrimoniali, economici e finanziari dell'esercizio posto a confronto sono stati rideterminati. Inoltre, per effetto del venir meno dei presupposti per la qualificazione di

Versalis come non-current asset held for sale e discontinued operation, i dati comparativi relativi all'esercizio 2015 sono stati rideterminati come se tale classificazione non fosse mai stata operata.

Gli impatti quantitativi di tali modifiche sulle voci di bilancio interessate sono indicati nelle tabelle di seguito riportate.

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2016 non hanno prodotto effetti significativi.

(€ milioni)	1° gennaio 2015		
	Ante applicazione SEM	Effetti Applicazione SEM	Post applicazione SEM
Valori di bilancio			
Attività non correnti	50.085	738	50.823
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	7.605	928	8.533
Passività correnti	20.524	59	20.583
Patrimonio netto	40.303	679	40.982

(€ milioni)	31 dicembre 2015			
	Dati pubblicati	Effetti Applicazione SEM	Effetti Versalis	Dati riesposti
Valori di bilancio				
Attività non correnti	51.676	751	44	52.471
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	7.503	934		8.437
- di cui: Partecipazioni	32.871		44	32.915
Passività correnti	15.485	53		15.538
Passività direttamente attribuibili a discontinued operations	251		(250)	1
Patrimonio netto	38.570	698	294	39.562

(€ milioni)	2015			
	Dati pubblicati	Effetti Applicazione SEM	Effetti Versalis	Dati riesposti
Valori di bilancio				
Utile Operativo	(2.060)	(78)		(2.138)
Proventi(oneri) su partecipazioni	6.682		(1.541)	5.141
Utile ante imposte - continuing operations	4.191	(78)	(1.541)	2.572
Imposte	(487)	49		(438)
Utile netto dell'esercizio - continuing operations	3.704	(29)	(1.541)	2.134
Utile netto dell'esercizio - discontinued operations	(1.786)		1.835	49
Utile netto dell'esercizio	1.918	(29)	294	2.183
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.347	(31)		13.316
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Continuing operations	(9.638)	31	(1.147)	(10.754)
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Discontinued operations	(1.147)		1.147	

Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Fusioni per incorporazione

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, rispettivamente in data 26 maggio 2016 e in data 28 luglio 2016, ha approvato la fusione per incorporazione delle so-

cietà interamente controllate Società Adriatica Idrocarburi SpA e ACAM Clienti SpA in Eni SpA. Gli atti di fusione sono stati stipulati, rispettivamente in data 26 settembre 2016 con efficacia a decorrere dal 1° ottobre 2016 e in data 21 novembre 2016 con efficacia a decorrere dal 1° dicembre 2016, con effetti contabili e fiscali a decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2016.

Le operazioni di incorporazione di società controllate, non specificatamente regolate dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", sono state rinviate sulla base del principio della continuità dei valori coerentemente alle indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 revised "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio" (di seguito "OPI 2 revised"). Coerentemente a dette disposizioni, in considerazione della retrodatazione degli effetti contabili delle fusioni al 1° gennaio 2016, nel paragrafo "Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA" della relazione sulla gestione è stata indicata la riesposizione dei dati 2015 come se la fusione fosse avvenuta a partire dall'inizio dell'esercizio posto a confronto.

(€ milioni)	Società Adriatica Idrocarburi SpA	ACAM Clienti SpA	Totale
Patrimonio netto Italian gaap al 1° gennaio 2016	223	9	232
Adeguamento per applicazione IFRS	(54)	24	(30)
Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2016	169	33	202
Valore partecipazione	239	21	260
Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2016	(70)	12	(58)

82.352/662
Attività correnti

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.583 milioni (€4.132 milioni al 31 dicembre 2015) con un incremento di €451 milioni.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€3.580 milioni) è di 5 giorni e il tasso di interesse effettivo è -0,2047%; la scadenza media dei depositi in dollari (€486 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,667%; la scadenza media dei depositi in sterline (€29 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,19%.

Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.062 milioni (€5.028 milioni al 31 dicembre 2015) sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa e comprendono per €665 milioni operazioni di prestito titoli. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità si analizza come segue⁵:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	925	913
Altri titoli	4.103	5.149
	5.028	6.062

(€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Italia	534	543	Baa2	BBB-
Spagna	153	160	Baa2	BBB+
Polonia	41	41	A2	BBB+
Germania	23	24	Aaa	AAA
Slovenia	11	11	Baa3	A
Slovacchia	5	5	A2	A+
	767	784		
Tasso variabile				
Italia	100	100	Baa2	BBB-
Spagna	30	29	Baa2	BBB+
	130	129		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	897	913		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.264	2.344	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.968	2.018	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	4.232	4.362		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	231	231	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	553	556	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	784	787		
Totale Altri titoli	5.016	5.149		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	5.913	6.062		

(5) Maggiori informazioni sui rischi connessi alla liquidità strategica sono riportate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa.

me

82352/663

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per valuta come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Euro	3.906	4.219
Dollaro USA	272	695
Lira sterlina	271	632
Franco Svizzero	524	413
Dollaro canadese	36	52
Dollaro australiano	19	51
	5.028	6.062

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

④ Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti commerciali	8.131	6.813
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	666	1.735
- non strumentali all'attività operativa	5.325	6.028
	5.991	7.763
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	31	385
- altri	408	697
	439	1.082
	14.561	15.658

I crediti commerciali di €6.813 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€4.302 milioni), crediti verso imprese controllate (€2.490 milioni) e crediti verso imprese collegate, joint venture e altre imprese del gruppo (€21 milioni). Il decremento dei crediti commerciali di €1.318 milioni è riferito essenzialmente alla Gas & Power in conseguenza alla riduzione delle quotazioni del mercato del gas.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.256 milioni (€1.424 milioni al 31 dicembre 2015), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2016
Crediti commerciali	1.422	366	(534)	1.254
Altri crediti diversi e finanziari	2	-	-	2
	1.424	366	(534)	1.256

L'accantonamento del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente a Gas & Power (€364 milioni) ed è relativo, in particolare, alla clientela retail nei confronti della quale perdurano difficoltà di riscossione dei crediti scaduti in esercizi precedenti.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente a Gas & Power (€519 milioni) ed è relativo in particolare alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

Al 31 dicembre 2016 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2017 per €944 milioni (€551 milioni nel 2015 con scadenza 2016). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi a Gas & Power (€732 milioni) e Refining & Marketing (€212 milioni).

for
Pie

82352/664

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	6.166	439	6.605	5.338	1.079	6.417
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	891		891	596		596
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	710		710	619		619
- da 3 a 6 mesi	86		86	36		36
- da 6 a 12 mesi	160		160	58		58
- oltre 12 mesi	118		118	166	3	169
	1.074		1.074	879	3	882
	8.131	439	8.570	6.813	1.082	7.895

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato italiano ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale oltreché verso clienti retail di Gas & Power limitatamente a quelli scaduti da non oltre 90 giorni. I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €503 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁵ di €1.735 milioni, relativi in particolare a crediti verso Eni Finance International SA (€1.558 milioni), sono aumentati di €1.069 milioni. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €6.028 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.898 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€288 milioni) e Eni Trading & Shipping SpA (€176 milioni); l'aumento dei crediti finanziari non strumentali di €703 milioni riguarda essenzialmente finanziamenti concessi a Eni Finance International SA. I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.831 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	176	138
Anticipi al personale	47	45
Acconti per servizi e forniture	19	16
Altri crediti	197	883
	439	1.082

Gli altri crediti di €883 milioni includono: (i) i crediti verso Eni Gas & Power NV per rimborsi di capitale (€381 milioni) e dividendi non ancora incassati (€28 milioni); (ii) il credito verso Eni Insurance DAC (€217 milioni) per l'indennizzo relativo all'incidente occorso a dicembre sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€77 milioni) e i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€24 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e degli altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

(5) I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n.20 – Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

82 352/665

Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	30		189	219	59		188	247
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	69			69	69			69
Lavori in corso su ordinazione		5		5		2		2
Prodotti finiti e merci	1.131			1.131	905			905
Certificati bianchi			28	28			54	54
	1.230	5	217	1.452	1.033	2	242	1.277

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €13 milioni (€94 milioni al 31 dicembre 2015):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Utilizzi	Valore al 31.12.2016
Materie prime, sussidiarie e di consumo	23	(10)	13
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	3	(3)	
Prodotti finiti e merci	68	(68)	
	94	(81)	13

La riduzione del fondo svalutazione di €81 milioni deriva dal progressivo allineamento del costo medio ponderato al valore di realizzo al 31 dicembre 2016.

Al 31 dicembre 2016 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, da materiali diversi (€188 milioni) e da greggio (€59 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€69 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€468 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€432 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€5 milioni).

I certificati bianchi di €54 milioni sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Le rimanenze di magazzino a garanzia dell'esposizione potenziale nei confronti di Snam Rete Gas SpA in quanto bilanciatore ammontano a €82 milioni.

Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
IRES	41	40
IRAP	28	30
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	18	3
Altre	20	19
	107	92

La riduzione di €15 milioni deriva principalmente dalla diminuzione dei crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009 per effetto dei rimborsi ottenuti nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria; tali crediti sono relativi alla possibilità, avuta nel 2009, di dedurre dal reddito, ai sensi dell'art. 99, comma 1, del TUIR, un importo pari al 10% dell'IRAP dovuta.

ne

82352/666

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- IVA	89	167
- Imposte di consumo	78	127
- Accise	16	10
- Altre imposte indirette	61	42
	244	346

Le attività per altre imposte correnti di €346 milioni sono aumentate di €102 milioni a seguito della circostanza che nel corso del 2016 sono stati versati maggiori acconti per imposte di consumo e per IVA.

Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	746	660
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	27	168
Altre attività	274	183
	1.047	1.011

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €183 milioni comprendono essenzialmente l'ammontare di €90 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita. Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime di prelievo contrattuali consentendo pertanto di attivare il recupero di parte dei volumi prepagati.

Ne

82352/66x

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Annullamenti	Svalutazioni	Radiazioni	Dimissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2015											
Terreni	168								168	168	
Fabbricati	549			(31)	(3)		(3)	30	542	1.894	1.352
Impianti e macchinari	5.397			(725)	(31)		(8)	314	4.947	22.115	17.168
Attrezzature industriali e commerciali	129		5	(22)	(1)			7	168	551	383
Altri beni	94		7	(26)				29	104	674	570
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.146		1.150		(97)	(63)		(628)	2.508	2.734	226
	8.533		1.162	(804)	(132)	(63)	(11)	(248)	8.437	29.136	19.699
31.12.2016											
Terreni	168	2							170	170	
Fabbricati	542	3		(31)	(2)			(11)	501	1.892	1.394
Impianti e macchinari	4.947	111		(654)	(266)	(196)		415	4.357	23.187	18.830
Attrezzature industriali e commerciali	168		5	(19)	(1)			5	158	569	411
Altri beni	104	(2)	5	(25)				(23)	59	645	586
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.508	98	778		(174)	(13)		(396)	2.801	3.158	357
	8.437	212	788	(729)	(443)	(209)		(10)	8.046	29.621	21.575

I terreni (€170 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€149 milioni).

I fabbricati (€501 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€430 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€46 milioni).

Gli impianti e macchinari (€4.357 milioni) riguardano essenzialmente: (i) gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.639 milioni); (ii) gli impianti di raffinazione (€886 milioni) e di distribuzione carburanti (€275 milioni); (iii) i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€108 milioni). A seguito del sinistro occorso a inizio dicembre all'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro, gli impianti di raffinazione risentono della radiazione di cespiti per €193 milioni.

Le attrezzature industriali e commerciali (€158 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€59 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€2.801 milioni) riguardano principalmente: (i) le attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA (€1.249 milioni), gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€299 milioni), gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti dell'offshore adriatico (€87 milioni), della concessione di Miglianico Bucchianico (€76 milioni) e della concessione Villafortuna (€38 milioni); (ii) gli interventi sulle strutture di raffineria (€616 milioni) di cui €485 milioni relativo alla riconversione a immobilizzazioni in corso del valore netto dei cespiti dell'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) gli interventi sulla rete di distribuzione dei prodotti petroliferi (€68 milioni).

Le operazioni straordinarie di €212 milioni riguardano essenzialmente gli effetti della fusione della Società Adriatica Idrocarburi SpA decorsa dal 1° ottobre 2016 con effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016.

Gli investimenti di €788 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Exploration & Production (€471 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia, Morena; Monte Enoc); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (b) la Refining & Marketing (€306 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€240 milioni), principalmente per il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing (€66 milioni), per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

Le svalutazioni di €443 milioni riguardano la Exploration & Production per €332 milioni e la Refining & Marketing per €111 milioni. Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle svalutazioni sono indicate alla nota n. 18 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

ne

82352/668

Le radiazioni di €209 milioni riguardano la Refining & Marketing per €193 milioni, relative alla radiazione delle unità di impianto EST danneggiate presso la raffineria di Sannazzaro a seguito dell'evento occorso a inizi dicembre 2016, e la Exploration & Production per €16 milioni.

Le altre variazioni negative di €10 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,54% (2,72% al 31 dicembre 2015). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €40 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €59 milioni. Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milione.

Le immobilizzazioni in corso relative all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso della Exploration & Production si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Investimenti	Svalutazioni	Radiazioni	Riclassifiche	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
2015							
Attività esplorativa e di appraisal:							
- pozzi esplorativi in corso	8			(8)	1	(1)	
- pozzi esplorativi completati in attesa di esito	657			(58)	(1)	67	665
- pozzi esplorativi di successo in corso	5						5
	670			(66)		66	670
Altre immobilizzazioni in corso:							
- pozzi e impianti di sviluppo in corso	951	861	(10)	3	(461)	39	1.383
	951	861	(10)	3	(461)	39	1.383
	1.621	861	(10)	(63)	(461)	105	2.053
2016							
Attività esplorativa e di appraisal:							
- pozzi esplorativi in corso							
- pozzi esplorativi completati in attesa di esito	665			(6)		18	677
- pozzi esplorativi di successo in corso	5					15	20
	670			(6)		33	697
Altre immobilizzazioni in corso:							
- pozzi e impianti di sviluppo in corso	1.383	467	(75)	(6)	(812)	126	1.083
	1.383	467	(75)	(6)	(812)	126	1.083
	2.053	467	(75)	(12)	(812)	159	1.780

Le riclassifiche di €812 milioni riguardano pozzi e impianti di sviluppo avviati in produzione nell'esercizio. Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio si sono rilevate radiazioni per €6 milioni riguardanti principalmente un pozzo nell'off-shore dell'Alto Adriatico a seguito dell'abbandono del progetto.

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

(€ milioni)	2015	2016
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	657	665
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe		
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(58)	(6)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(1)	
Cessioni		
Riclassifica ad assets destinati alla cessione/discontinued operation		
Differenze cambio da conversione	67	18
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	665	677

82352/669

	2015		2016	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 1 anno				
- da 1 a 3 anni	278	3,33	30	0,56
- oltre 3 anni	387	6,13	547	7,96
	665	9,46	677	8,52
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi				
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	6	1,00		
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	659	8,46	677	8,52
	665	9,46	677	8,52

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Allo quota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	13.972	15.418
- Gas & Power	114	99
- Refining & Marketing	13.720	13.765
- Corporate	330	339
	28.136	29.621
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	9.314	10.853
- Gas & Power	80	67
- Refining & Marketing	10.099	10.429
- Corporate	205	226
	19.699	21.575
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	4.658	4.565
- Gas & Power	34	32
- Refining & Marketing	3.621	3.336
- Corporate	124	113
	8.437	8.046

16 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.172 milioni (€899 milioni al 31 dicembre 2015) includono 3,6 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €273 milioni per effetto del venir meno dei motivi delle svalutazioni precedentemente operate in relazione all'andamento dei prezzi delle commodity di riferimento.

Note al bilancio

82352/646

Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2015								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	28			(3)		25	384	359
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	236		14	(65)	65	250	1.207	957
- Immobilizzazioni in corso e acconti	79		34		(64)	49	49	
- Altre attività immateriali	57		12	(22)	25	72	1.302	1.230
	400		60	(90)	26	386	2.942	2.546
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Goodwill	808					808	885	77
	1.208		60	(90)	26	1.204	3.827	2.623
31.12.2016								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	25			(3)		22	385	363
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	250		40	(72)	17	235	1.265	1.030
- Immobilizzazioni in corso e acconti	49		16		(21)	44	44	
- Altre attività immateriali	72		2	(11)	1	64	1.303	1.239
	396		58	(86)	(3)	365	2.997	2.632
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Goodwill	808	32				840	917	77
	1.204	32	58	(86)	(3)	1.205	3.914	2.709

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €22 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione del giacimento Bonaccia (€10 milioni), alla concessione Val d'Agri (€10 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €235 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%. Le immobilizzazioni in corso e acconti di €44 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €64 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico (€41 milioni).

Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 18 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Gli investimenti di €58 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2015) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di supporto al business retail di Gas & Power (€25 milioni) e ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff (€11 milioni).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

82352/64

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	1.971	1.987
- Gas & Power	1.103	1.162
- Refining & Marketing	397	397
- Corporate	356	368
	3.827	3.914
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	1.868	1.896
- Gas & Power	147	174
- Refining & Marketing	350	356
- Corporate	258	283
	2.623	2.709
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	103	91
- Gas & Power	956	989
- Refining & Marketing	47	41
- Corporate	98	84
	1.204	1.205

Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera l'eventuale presenza di indicatori di perdita di valore, sia di origine esterna che interna, quali, tra l'altro, l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, variazione dei tassi di interesse e altre variabili di mercato in grado di incidere significativamente sul tasso di sconto adottato nella determinazione del valore d'uso, il rischio Paese, la presenza di un valore di libro del net asset di Eni superiore alla capitalizzazione di borsa, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit). In particolare, le principali cash generating unit sono rappresentate: (i) nella linea di business Exploration & Production, dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nella linea di business Gas & Power, dalle CGU sulle quali sono stati allocati goodwill derivanti da business combination; (iii) nella linea di business Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities. Considerata la natura delle attività Eni, il valore recuperabile è definito generalmente in termini di valore d'uso, in quanto le informazioni sul fair value degli assets risultano di difficile ottenimento salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi, ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; (b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali, normalizzati al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; (c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero (che si traduce in un tasso di crescita in termini reali negativo o al massimo pari a zero); (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e determinato sulla base delle ipotesi formulate sull'evoluzione dei fondamentali economici, confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Per il piano 2017-2020, sulle cui assunzioni è stato elaborato il test di impairment del bilancio 2016, il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora i trend più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2017 per il breve medio termine e la view interna in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta per il lungo termine confrontata con le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per

ne

82352/672

la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio specifico della Gas & Power oggetto di autonoma rilevazione pesata per l'incidenza del capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte. Il quadro degli impairment indicator dell'esercizio 2016 evidenzia, con riferimento al greggio, un apprezzabile miglioramento rispetto all'esercizio precedente per effetto della ripresa dei prezzi registrata nella seconda metà del 2016 grazie al migliore bilanciamento tra domanda e offerta globale sostenuto dai tagli agli investimenti fatti dalle oil companies durante il downturn e dall'accordo di fine anno dei Paesi OPEC per ridurre l'output del cartello con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia). Sulla base di tale miglioramento nei fondamentali, il management di Eni ha rivisto al rialzo la previsione di prezzo del marker Brent di lungo termine a 70 \$/barile (in termini reali 2020), rispetto ai \$65 dell'esercizio 2015, sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2016 e le proiezioni economico-finanziarie del piano '17-'20. Differentemente con riferimento alla commodity gas naturale permane l'eccesso di offerta nei mercati europei che ha comportato un indebolimento nei prezzi del gas, in particolare, in Italia. L'eccesso di offerta nei mercati europei caratterizza inoltre il settore della raffinazione con conseguente riduzione dei margini di raffinazione attesi.

Infine il WACC 2016 di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas e raffinazione, ha registrato un marginale decremento dello 0,1% rispetto al 2015 attestandosi a 6,4% per effetto principalmente della riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di Stato italiani a dieci anni e della marginale riduzione del costo del debito, assorbiti dall'aumento del beta Eni. In particolare i WACC adjusted 2016 sono: (i) 4,8% per Exploration & Production (5,5% nel 2015); (ii) 5,1% per Refining & Marketing (5,7% nel 2015); (iii) 4,5% per Gas & Power (5,2% nel 2015).

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC sopra rappresentati nel 2016 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €443 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing e Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €111 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€98 milioni), sulla rete autostradale (€6 milioni), sugli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€3 milioni). Inoltre sono stati svalutati gli asset relativi a punti vendita chiusi sulla rete di proprietà e depositi inattivi (€2 milioni) e il deposito carburanti di Vado Ligure (€2 milioni). Le svalutazioni contabilizzate nella Exploration & Production di €332 milioni riguardano alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'off-shore adriatico e nell'on-shore pugliese e piemontese, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale e della revisione del profilo delle riserve di idrocarburi.

In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Per maggiori informazioni al riguardo, si rinvia al paragrafo n. 19 -- Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali delle Note al bilancio consolidato.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle "CGU" che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Il goodwill di €840 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di Italgas Più SpA, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA, Asa Trade, Est Più SpA e ACAM Clienti SpA quest'ultima operata nel 2016. Il goodwill [ad esclusione di quello rinveniente da Messina Fuel SpA] è attribuito alla CGU Mercato Gas Italia. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito pari a €1.453 milioni, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 69% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 10 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 19%.

82352/63

Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi su capitale e acquisizioni	Cessioni	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Riclassifiche discontinued operations	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2015											
Partecipazioni in:											
- imprese controllate	29.842		7.701		(5.416)		(183)		31.944	55.189	23.245
- imprese collegate e joint venture	606		(7)						599	599	
- altre imprese, di cui:	1.748			(1.425)		49			372	372	
- disponibili per la vendita	1.744			(1.425)		49			368	368	
- altre valutate al costo	4								4	4	
	32.186		7.694	(1.425)	(5.416)	49	(183)		32.915	56.160	23.245
31.12.2016											
Partecipazioni in:											
- imprese controllate	31.944	(283)	6.931		(368)			(8)	38.216	61.337	23.121
- imprese collegate e joint venture	599		1.069	(53)	(9)		183		1.789	1.798	9
- altre imprese, di cui:	372			(368)					4	4	
- disponibili per la vendita	368			(368)							
- altre valutate al costo	4								4	4	
	32.915	(283)	8.000	(421)	(377)		183	(8)	40.009	63.139	23.130

Le partecipazioni sono aumentate di €7.094 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2015	32.871
Effetto Versalis	44
Partecipazioni al 31 dicembre 2015 Riasposto	32.915
Incremento per:	
Interventi sul capitale e acquisizioni	
Eni International BV	5.635
Versalis SpA	1.072
Saipem SpA	1.069
Eni Insurance DAC	400
Eni Petroleum Co Inc	329
Eni Angola SpA	297
Syndial SpA	284
Raffineria di Gela SpA	142
Tecnomare SpA	55
Eni West Africa SpA	49
Tigaz Zrt	27
Altre	12
	9.371
Riclassifica da Discontinued operations	
Saipem SpA	183
	183
Riprese di valore	
Versalis SpA	193
Eni Fuel SpA	6
	199
Decremento per:	
Operazioni straordinarie	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	(239)
ACAM Clienti SpA	(21)
EniPower SpA	(23)
	(283)
Cessioni	
Saipem SpA	(53)
Snam SpA	(368)
	(421)
Rimborsi di capitale	
Eni Investments Plc	(719)
Eni Gas & Power NV	(381)
Eni Finance International SA	(244)
Floaters SpA	(19)
Eni Fuel Nord SpA	(8)
	(1.371)
Svalutazioni e perdite	
Syndial SpA	(252)
Raffineria di Gela SpA	(100)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(53)
Eni West Africa SpA	(37)
Floaters SpA	(31)
LNG Shipping SpA	(27)
Tigaz Zrt	(27)
Servizi Aerei SpA	(17)
Unión Fenosa Gas SA	(9)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(7)
EniServizi SpA	(7)
Eni Mozambico SpA	(3)
Altre minori	(6)
	(576)
Altri decrementi	
Raffineria di Gela SpA	(4)
Altri	(4)
	(8)
Partecipazioni al 31 dicembre 2016	40.009

114

82352/675

Versalis

Al 31 dicembre 2015, in considerazione dello status delle negoziazioni al tempo in corso con il fondo statunitense SK Capital, la partecipazione in Versalis SpA era stata qualificata come discontinued operation e rilevata al fair value desunto dal prezzo in fase di definizione della controparte. L'adozione di detto criterio aveva determinato l'integrale svalutazione della partecipazione e la rilevazione di un fondo copertura perdite. Nel corso del 2016, per effetto del venir meno delle trattative con il potenziale acquirente, e coerentemente con le disposizioni dei principi contabili internazionali è stata revocata la classificazione come discontinued operation come se la stessa non fosse mai stata applicata. Per effetto di tale modifica è stato rideterminato il valore d'uso della partecipazione al 31 dicembre 2015 con la rilevazione di una ripresa di valore di €294 milioni che ha comportato l'eliminazione del fondo copertura perdite (€250 milioni) e l'iscrizione della partecipazione per €44 milioni. Il valore di iscrizione dopo tale ripresa di valore si incrementa ulteriormente nel corso del 2016 per effetto della ricapitalizzazione operata (€1.072 milioni) attraverso la rinuncia a crediti vantati verso la partecipata e a seguito del venir meno di parte delle svalutazioni operate in precedenti esercizi (€193 milioni) in considerazione del miglioramento dei risultati e delle prospettive economiche della Società; al 31 dicembre 2016 il valore della partecipazione è pari a €1.309 milioni.

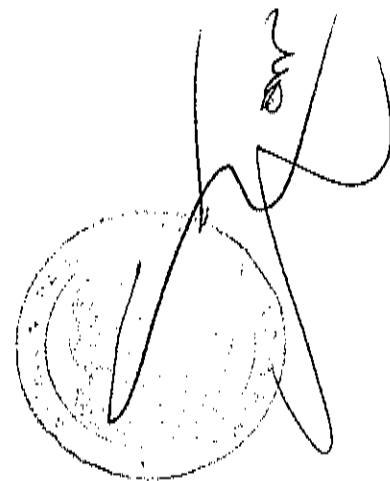
Cessione Saipem

Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 che prevedono la cessione di una quota del 12,503% di Saipem SpA alla CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €463 milioni, al prezzo di €8,3956 per azione, con una plusvalenza netta di conto economico pari a €360 milioni. Nel febbraio 2016 si è perfezionato l'aumento di capitale di Saipem di circa €3,5 miliardi (quota Eni €1.069 milioni). Saipem con gli introiti dell'aumento di capitale e grazie a finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze ha proceduto a rimborsare i finanziamenti concessi da Eni SpA per €2.723 milioni (€2.020 milioni di finanziamenti a medio lungo e €703 milioni a breve termine). Al 31 dicembre 2016 Eni detiene una partecipazione del 30,54% del capitale sociale della società. Alla data di bilancio il fair value della partecipazione è superiore al valore netto di iscrizione e pertanto non si riscontrano impairment indicator. In ogni caso, come indicato nel bilancio consolidato, il management ha comunque elaborato una stima del valore d'uso della partecipazione sulla base delle proiezioni di utili e cash flow elaborate da un panel di sell side analyst indipendenti. Tale elaborazioni confermano la tenuta del valore di libro.

Cessione Snam

La cessione del 2,22% di Snam SpA iscritta al valore di libro di €368 milioni è avvenuta con due modalità: (i) esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori delle obbligazioni convertibili relativo a 76.888.264 azioni ordinarie, pari a circa il 2,2% del capitale sociale, con un incasso di €332 milioni corrispondente al prezzo di conversione di €4,32 per azione e una minusvalenza da cessione a conto economico di €32 milioni; (ii) cessione sul mercato delle residue 792.619 azioni con un incasso di €4 milioni con una plusvalenza inferiore al milione di euro.

Le svalutazioni di €576 milioni sono relative essenzialmente a Syndial SpA (€252 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€100 milioni) in relazione all'andamento economico negativo.

A large, stylized handwritten signature in black ink is written over a circular stamp. The stamp contains some illegible text and a central emblem. Below the signature, the word "Nie" is handwritten in a cursive script.

82352/646

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2015	Saldo netto al 31.12.2016 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
ACAM Clienti SpA ^(a)		21			
Adriaplin doo	51,000	10	10	13	3
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3			
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)					
Ecofuel SpA	100,000	48	48	131	83
Eni Adfin SpA	99,647	210	209	209	
Eni Angola SpA	100,000	269	566	769	203
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Finance International SA	33,613	848	604	951	347
Eni Fuel Centrosud SpA ^(b)		20			
Eni Fuel Nord SpA ^(b)		23			
Eni Fuel SpA (ex Eni Rete oil&nonoil SpA)	100,000	27	69	72	3
Eni Gas & Luce SpA (ex Eni Medio Oriente SpA) ^(c)	100,000	11	10	10	
Eni Gas & Power NV	99,999	549	168	93	(75)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000				
Eni Insurance Designated Activity Company (ex Eni Insurance Ltd)	100,000	100	500	519	19
Eni International BV	100,000	20,755	26,390	36,857	10,467
Eni International Resources Ltd	99,998				
Eni Investments Plc	99,999	5,736	5,017	5,128	111
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	93	39	39	
Eni Mozambico SpA	100,000	15	12	12	
Eni New Energy SpA	100,000		5	5	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	692	1,021	921	(100)
EniPower SpA	100,000	937	914	772	(142)
EniServizi SpA	100,000	13	6	6	
Eni Timor Leste SpA	100,000	7	7	7	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	271	(11)
Eni West Africa SpA	100,000	13	25	25	
Eni Zubair SpA	100,000				
Floaters SpA	100,000	311	261	278	17
leoc SpA	100,000	20	21	56	35
LNG Shipping SpA	100,000	285	258	243	(15)
Raffineria di Gela SpA	100,000		38	38	
Servizi Aerei SpA	100,000	80	63	63	
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Adriatica Idrocarburi SpA ^(a)		239			
Società Petroli Italiana SpA	99,964	22	16	16	

De

82352/677

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2015	Saldo netto al 31.12.2016 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni In:					
Imprese controllate					
Syndial Servizi Ambientali SpA (ex Syndial SpA - Attività Diversificate) ^(a)	99,999	138	170	170	
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	100,000	54	109	113	4
Tigaz Zrt ^(d)	99,992				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	134	82
Versalis SpA	100,000	44	1,309	1,309	
Totale imprese controllate		31.944	38.216		
Imprese collegate e joint venture					
Eteria Parohis Aeriou Thessallias AE ^(d)		36			
Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A. (ex Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE)	49,000	96	132	150	18
Mariconsult SpA	50,000				
Saipem SpA ^(a)	30,542		1,199	1,497	298
Seram SpA	25,000			1	1
Transmed SpA	50,000				
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	61	36
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	433	434	1
Totale imprese collegate e joint venture		599	1.789		
Totale imprese controllate, collegate e joint venture		32.543	40.005		

(a) La partecipazione è stata incorporata in Eni SpA.

(b) La partecipazione è stata incorporata in Eni Fuel SpA (ex Eni Rete oli&gas SpA).

(c) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

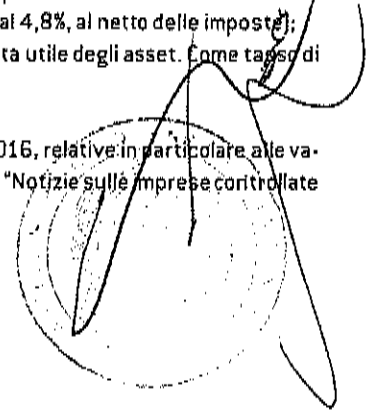
(d) La partecipazione è stata incorporata nella Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A.

(e) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2016 (€0,535 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.652 milioni.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. La stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,8%;
- per le società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC pari al 4,8%, al netto delle imposte);
- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 4% e il 7%.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2016, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.




82352/678

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	6.946	1.406
Titoli strumentali all'attività operativa	23	22
	6.969	1.428

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.406 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.115 milioni), Versalis SpA (€70 milioni) e Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€61 milioni). I crediti finanziari strumentali sono diminuiti di €5.540 milioni in particolare per i rimborsi di finanziamenti da parte di Eni Finance International SA (€3.285 milioni) e di Saipem SpA (€1.803 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €881 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €22 milioni riguardano essenzialmente titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma D.L. n. 128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza dei crediti finanziari e titoli al 31 dicembre 2016 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	1.735	1.010	396	1.406
- non strumentali all'attività operativa	6.028			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa		22		22
	7.763	1.032	396	1.428

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 10 – Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €1.481 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,3785% e lo 0,6021% e in dollari compresi tra lo 0,7259% e il 2,6164%. La gerarchia del fair value è di livello 2. I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.253	1.237
Imposte sul reddito differite IRES	(101)	(138)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	170	156
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(3)
Totale Eni SpA	1.319	1.252
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	(58)	(67)
	1.261	1.185

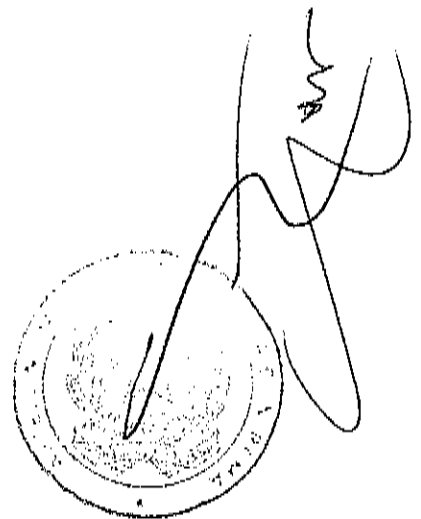
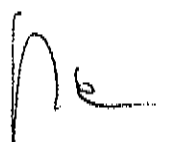
Me

82352/619

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

[€ milioni]	Valore al 31.12.2015	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
Imposte differite:							
- differenze su attività materiali ed immateriali	(17)		1		(1)		(17)
- differenze su derivati						(70)	(70)
- altre	(87)	(26)	54	6	(1)		(54)
	(104)	(26)	55	6	(2)	(70)	(141)
Imposte anticipate:							
- differenze su derivati	202					(202)	
- fondi per rischi ed oneri	1.304	158	(174)	(13)	35		1.310
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	466	33	(97)	(3)	3		402
- differenze su attività materiali ed immateriali	368	120	(52)	(14)	30		452
- svalutazione crediti	259	154	(79)	(10)	2		326
- fondi per benefici ai dipendenti	73	13	(8)	(1)		(4)	73
- perdita fiscale	1.239	543	(24)	(66)	3	(40)	1.655
- altre	122	78	(47)	(4)	(21)	4	132
	4.033	1.099	(481)	(111)	52	(242)	4.350
- svalutazione anticipate	(2.610)	(347)					(2.957)
	1.423	752	(481)	(111)	52	(242)	1.393
Totale Eni SpA	1.319	726	(426)	(105)	50	(312)	1.252
Imposte anticipate joint operation	127	4	(7)				124
Imposte differite joint operation	(185)					(6)	(191)
Totale joint operation	(58)	4	(7)			(6)	(67)
	1.261	730	(433)	(105)	50	(318)	1.185

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.252 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. Alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato, il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate e ha svalutato l'eccedenza non recuperabile (€347 milioni, di cui €318 milioni IRES e €29 milioni IRAP). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2016 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita.

82 352 / 680

Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti d'imposta	90	80
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	226	252
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	106	166
Altri crediti da attività di disinvestimento	2	2
Altre attività	362	200
	786	700

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti di imposta chiesti a rimborso	44	33
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	61
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	90	80

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €200 milioni riguardano per €113 milioni (€277 milioni nel 2015) le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay. Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2017 (€133 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto). La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

Me

82352/681

Passività correnti

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €4.159 milioni (€3.687 milioni al 31 dicembre 2015) sono aumentate di €472 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Euro	3.333	3.350
Dollaro USA	194	740
Lira Sterlina	129	32
Altre	31	37
	3.687	4.159

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,02% (0,06% nell'esercizio 2015), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €88 milioni.

Al 31 dicembre 2016 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.134 milioni (rispettivamente per €40 milioni e €12.483 milioni al 31 dicembre 2015). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 39 – Proventi (oneri) finanziari.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43

– Rapporti con parti correlate.

Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €3.014 milioni (€2.514 milioni al 31 dicembre 2015) è commentata nella nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine, cui si rinvia.

Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Debiti commerciali	5.227	5.333
Acconti e anticipi	353	368
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	318	167
- altri debiti	471	341
	789	508
	6.369	6.209

I debiti commerciali di €5.333 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€3.109 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.139 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€85 milioni).

Gli acconti e anticipi di €368 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€190 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture di Exploration & Production (€25 milioni).

Gli altri debiti di €341 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€169 milioni); (ii) debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€33 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€40 milioni).

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

He

82352/682

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €4 milioni si riferiscono essenzialmente alla joint operation Raffineria di Milazzo ScpA.

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	606	529
IVA	241	212
Royalty su idrocarburi estratti	175	94
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	34	36
Altre imposte e tasse	17	16
	1.073	887

Le passività per altre imposte correnti riferite alle royalty su idrocarburi estratti di €94 milioni sono diminuite di €81 essenzialmente in relazione alla dinamica negativa dei prezzi degli idrocarburi.

Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	1.067	688
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	457	155
Altre passività	314	362
	1.838	1.205

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €362 milioni comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€148 milioni) - (v. nota n. 32 – Altre passività non correnti) e gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€164 milioni).

Passività non correnti**Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.162	369	3.531	3.790	183	3.973
Obbligazioni ordinarie	14.248	1.804	16.052	14.685	2.829	17.514
Obbligazioni convertibili		339	339	383		383
Altri finanziatori, di cui:	549	2	551	696	2	698
- imprese controllate	548	1	549	696	1	697
- altri	1	1	2		1	1
	17.959	2.514	20.473	19.554	3.014	22.568

82352/683

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €22.568 milioni sono denominate in euro per €21.400 milioni e per €1.168 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2016 è del 2,68% per quelle denominate in euro (3,21% al 31 dicembre 2015) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2015). I tassi effettivi in euro adottati sono compresi tra l'1% e il 3,1% (tra 1,09% e 3,68% al 31 dicembre 2015). I tassi effettivi in dollari adottati sono compresi tra il 4,78% e il 4,83% (tra il 4,78% e il 4,83% al 31 dicembre 2015).

I debiti verso banche di €3.973 milioni derivanti da finanziamenti sono aumentati di €442 milioni; al 31 dicembre 2016 non sono state utilizzate linee di credito.

Gli altri finanziatori di €698 milioni riguardano essenzialmente operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanziatori, inclusive delle rispettive quote a breve termine, per complessivi €4.671 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,04% (1,19% al 31 dicembre 2015) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% al 31 dicembre 2015).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2016 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.640 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2016 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.235 milioni (€6.576 milioni al 31 dicembre 2015), di cui €700 milioni scadenti entro 12 mesi. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 39 – Proventi (oneri) finanziari.

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre				Scadenza a lungo termine				
Tipo	2015	2016	Scad. 2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	Totale
Banche	3.531	3.973	183	774	1.395	439	341	841	3.973
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.514	1.515	18		1.497				1.515
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.254	1.256	1.256						1.256
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.217	1.217	14					1.203	1.217
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.035	1.036	39			997			1.036
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.030	1.031	32	999					1.031
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.026	1.026	33					993	1.026
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.019	20			999			1.019
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.005	1.006	15					991	1.006
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.005	1.006	14					992	1.006
- Euro Medium Term Notes 0,625%		893	2					891	893
- Euro Medium Term Notes 2,625%	801	801	2				799		801
- Euro Medium Term Notes 1,625%		797	8					789	797
- Euro Medium Term Notes 3,750%	762	763	15		748				763
- Euro Medium Term Notes 1,750%	747	756	12					744	756
- Euro Medium Term Notes 0,750%		700	3					697	700
- Euro Medium Term Notes 1,125%		594	2					592	594
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.569								
- Retail TF 4,875%	1.115	1.119	1.119						1.119
- Bond US 4,150%	416	430	4			426			430
- Bond US 5,700%	322	333	5					328	333
- Retail TV	215	216	216						216
	16.052	17.514	2.829	999	2.245	2.422	799	8.220	17.514
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked		383						383	383
- Bond convertibile azioni Snam	339								
	339	383						383	383
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	549	697	1	172	7	398	119		697
- altri	2	1	1						1
	551	698	2	172	7	398	119		698
	20.473	22.568	3.014	1.945	3.647	3.259	1.259	9.444	22.568

he

82352/684

Nel corso del 2016 sono stati emessi quattro nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €2.984 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2016 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	15	1.515	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.250	6	1.256	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.200	17	1.217	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	31	1.031	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	36	1.036	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	6	1.006	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	26	1.026	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	6	1.006	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(7)	893	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(3)	797	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	13	763	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	750	6	756	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	700		700	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	600	(6)	594	EUR	2028	1,125
- Retail TF	1.109	10	1.119	EUR	2017	4,875
- Bond US	427	3	430	USD	2020	4,150
- Bond US	333		333	USD	2040	5,700
- Retail TV	215	1	216	EUR	2017	variabile
	17.334	180	17.514			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(17)	383	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.622 milioni.

L'obbligazione convertibile di €383 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni pari a €13,0535, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Il prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA di €339 milioni al 31 dicembre 2015 è scaduto il 18 gennaio 2016 e per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti è stato regolato mediante consegna di 76.888.264 azioni ordinarie pari a circa il 2,20% del capitale sociale di Snam SpA. Le rimanenti obbligazioni, di ammontare complessivo pari a €3,4 milioni, per le quali non è stato esercitato il diritto di conversione, sono state rimborsate per cassa.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.324 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra -0,3785% e il 1,0454% (tra -0,2491% e il 1,48367% al 31 dicembre 2015) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,7259% e il 2,6164% (tra lo 0,3927% e il 2,6726% al 31 dicembre 2015). La gerarchia del fair value è di livello 2.

82352/685

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	4.132		4.132	4.583		4.583
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.028		5.028	6.062		6.062
C. Liquidità (A+B)	9.160		9.160	10.645		10.645
D. Crediti finanziari ^(a)	5.325		5.325	6.028		6.028
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	114		114	153		153
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	369	3.163	3.532	183	3.790	3.973
G. Prestiti obbligazionari	2.143	14.248	16.391	2.829	15.068	17.897
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.573		3.573	4.006		4.006
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	547	548	1	696	697
L. Altre passività finanziarie	1	1	2	1		1
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.201	17.959	24.160	7.173	19.554	26.727
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(8.284)	17.959	9.675	(9.500)	19.554	10.054

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2015									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	2.043		(318)	41	10	(16)			1.760
Fondo rischi e oneri ambientali	753				124	(193)	(5)		679
Fondo oneri per contratti onerosi	715				107	(93)			729
Fondo rischi per contenziosi	116				23	(10)	(8)		121
Fondo esodi e mobilità lunga	161					(5)	(18)		138
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	82				2				84
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	25								25
Altri fondi per rischi ed oneri	727			4	71	(312)	(55)		435
	4.622		(318)	45	337	(829)	(86)		3.971
31.12.2016									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.760	163	(27)	48	43	(31)			1.956
Fondo rischi e oneri ambientali	679				105	(136)	(10)		638
Fondo oneri per contratti onerosi	729				87	(92)	(112)		612
Fondo rischi per contenziosi	121				17	(4)	(6)		122
Fondo esodi e mobilità lunga	138	1		2		(8)	(6)		127
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	84								84
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	25					(25)			
Altri fondi per rischi ed oneri	435	3			183	(44)	(68)	(4)	505
	3.971	167	(27)	50	435	(340)	(202)	(4)	4.054

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.956 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere a termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.862 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,16% e il 3,058%; il periodo previsto degli esborsi è 2017-2057; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€42 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

82352/686

Il fondo rischi e oneri ambientali di €638 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€340 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sotto-suolo da attuare nelle stazioni di servizio (€143 milioni), negli impianti di raffinazione (€35 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€54 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€11 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€18 milioni) e ad altri siti non operativi (€30 milioni). Il fondo per contratti onerosi di €612 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €132 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €127 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €84 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA si riduce di €25 milioni per effetto degli oneri riconosciuti a Saipem SpA all'atto della cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.

Gli altri fondi di €505 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€131 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita e di lungo termine (€30 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€11 milioni).

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	189	204
Piani esteri	3	4
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	76	67
Altri fondi per benefici ai dipendenti	98	116
	366	391

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I piani esteri riguardano essenzialmente i premi di anzianità e i piani pensione a benefici definiti relativi alla branch di Gas & Power presente in Belgio. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISOE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità e il fondo gas. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di parametri di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura. Il fondo gas è un fondo pensione integrativo, istituito negli anni '70 e gestito dall'INPS, per i dipendenti del settore della distribuzione gas; tale fondo precedentemente considerato un piano a contributi definiti ha assunto la configurazione di un piano a benefici definiti per effetto delle modifiche normative afferenti la struttura del fondo intervenuta nell'anno 2015. La fattispecie ha interessato anche Eni in considerazione della presenza di risorse rivenienti dalla fusione per incorporazione della ex "Italgas Più" iscritte al fondo gas.

82352/687

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

[€ milioni]	31.12.2015					31.12.2016				
	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	214	8	78	87	387	189	9	76	98	372
Costo corrente			1	43	44		1	2	40	43
Interessi passivi	4	1	1	1	7	4		1	1	6
Rivalutazioni:	(17)		(1)	(13)	(31)	13	(1)	(9)	1	4
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	(1)	(3)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie				(11)	(11)	7			2	9
- Effetto dell'esperienza passata	(17)		(1)	(2)	(20)	7	(1)	(8)		(2)
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				11	11					
Benefici pagati	(14)		(3)	(32)	(49)	(5)		(3)	(24)	(32)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti	2			1	3	3	5			8
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	189	9	76	98	372	204	14	67	116	401
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		5			5		6			6
Interessi attivi		1			1					
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti							4			4
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		6			6		10			10
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	189	3	76	98	366	204	4	67	116	391

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €116 milioni (€98 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano gli incentivi monetari differiti per €81 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2015), i piani di incentivazione di lungo termine per €12 milioni (€5 milioni al 31 dicembre 2015), il fondo gas per €12 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2015) e i premi di anzianità per €11 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2015). I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

[€ milioni]	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
2015					
Costo corrente			1	43	44
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				11	11
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	4	1	1	1	7
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(1)			(1)
Totale interessi passivi (attivi) netti	4		1	1	6
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(13)	(13)
Totale	4		2	42	48
- di cui rilevato nel costo lavoro			1	42	43
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
2016					
Costo corrente		1	2	40	43
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione					
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	4		1	1	6
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano					
Totale interessi passivi (attivi) netti	4		1	1	6
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Totale	4	1	3	40	48
- di cui rilevato nel costo lavoro		1	2	40	43
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5

82352/688

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2015					2016				
	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Rivalutazioni:										
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	1	(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie						7			1	8
- Effetto dell'esperienza passata	(17)		(1)		(18)	7	(1)	(8)		(2)
	(17)		(1)		(18)	13	(1)	(9)	2	5

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Attività a servizio del piano:		
- Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi	6	10
	6	10

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dagli organi di gestione dei fondi pensione per i dipendenti del settore dell'energia elettrica ed il gas in Belgio, di cui la branch belga di Eni SpA è membro, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2015					
Tassi di sconto	(%)	2,0	2,0	2,0	0,5 - 2,0
Tasso di inflazione	(%)	2,0	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2016					
Tassi di sconto	%	1,0	1,00 - 1,50	1,0	0 - 1,0
Tasso di inflazione	%	1,0	1,00 - 1,50	1,0	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. Il tasso di inflazione è coerente con il tasso di sconto adottato e determinato sulla base dell'inflazione implicita riscontrabile su titoli dei mercati finanziari. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dall'Istat (Istat2014), con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%		Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
	Riduzione dello 0,5%			
Effetto sull'obbligazione netta:				
TFR	(10)	11	7	
Piani esteri				
FISDE	(5)	5		5
Altri	(1)	1	1	

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €41 milioni, di cui €13 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

82 352 / 689

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Plani esteri	FISDE	Altri
31.12.2015				
2016	3		3	25
2017	3		3	29
2018	4		3	47
2019	6		3	1
2020	8		3	2
Oltre il 2020	165	3	61	8

31.12.2016				
2017	9		3	29
2018	9		3	48
2019	10		3	43
2020	12		3	2
2021	13		3	2
Oltre il 2021	151	4	52	8

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicata:

		TFR	Plani esteri	FISDE	Altri
2015					
Durata media ponderata	anni	12,3	7,0	15,1	3,0
2016					
Durata media ponderata	anni	9,9	7,0	14,9	2,8

Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	413	230
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	230	44
Depositi cauzionali	257	250
Altre passività	981	842
	1.881	1.366

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

I depositi cauzionali a lungo termine di €250 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€224 milioni).

Le altre passività di €842 milioni riguardano essenzialmente: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Engie) per il riconoscimento del diritto di rixare energia elettrica (€514 milioni), Engie SA (Gruppo Engie) per la fornitura di gas naturale (€138 milioni) per un periodo di 20 anni, Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna al PSV (in Italia) (€4 milioni) e Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna a Eynatten (Germania) (€8 milioni); (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€90 milioni); (iii) Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€26 milioni); (iv) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€14 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€20 milioni). La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativa.

he

82352/690

Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2015		31.12.2016	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	374	456	253	303
- Outright	103	99	81	74
- Interest currency swap	128	130	121	123
	605	685	455	500
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	50	27	21	21
	50	27	21	21
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	310	725	384	324
- Future	7	17	3	4
- Altri			3	23
	317	742	390	351
	972	1.454	866	872
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	133	687	334	199
	133	687	334	199
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		26	46	46
Totale contratti derivati	1.105	2.167	1.246	1.117
Di cui:				
- correnti	773	1.524	828	843
- non correnti	332	643	418	274

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere da Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 35 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo e le opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Saipem

Il risultato delle Discontinued operations comprende la plusvalenza netta da cessione di una quota del 12,503% di Saipem SpA alla CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) e il reversal del fair value positivo rilevato nel 2015 relativo alla cessione a termine della quota di partecipazione in Saipem, determinato sulla base della differenza tra il prezzo concordato della compravendita (€8,39 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem al 31 dicembre 2015 (€7,49 per azione).

82352/694

(€ milioni)	2015	2016
Plusvalenze nette da vendite - cessione Saipem	50	360
Imposte sul reddito	(1)	(5)
Risultato netto delle discontinued operations	49	355
Attività correnti	50	
Attività non correnti	183	
Totale Attività	233	
Passività non correnti	(1)	
Totale Passività	(1)	

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €4 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione e alla cessione del Deposito di Ravenna.

Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(556)	217
Riserva IFRS 10 e 11	610	612
Altre riserve di utili non disponibili:	123	(19)
Riserva art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005	158	19
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)	(38)
Altre riserve di utili disponibili:	23.310	22.713
Riserva disponibile	22.180	21.571
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva da avanzo di fusione	624	636
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Acconto sui dividendi	(1.440)	(1.441)
Utile dell'esercizio	2.183	4.521
	39.562	41.935

Handwritten signature and circular stamp.

82352/692

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2016, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69,00%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2015), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2015) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per €581 milioni al 31 dicembre 2016.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva di €217 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2015	(759)	203	(556)
Variazione dell'esercizio 2016	1.044	(271)	773
Riserva al 31 dicembre 2016	285	(68)	217

La variazione positiva di €773 milioni include il reversal a conto economico di oneri pari a €630 milioni, di cui oneri per €567 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e proventi per €37 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

82352/693

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €612 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 e omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. La riserva accoglie inoltre gli effetti dell'applicazione del Successful Effort Method (SEM) per la rilevazione dei costi dell'attività esplorativa della Eni East Africa SpA operata retroattivamente in ottemperanza alle disposizioni dello IAS 8; in particolare, con riferimento alla Eni East Africa SpA, la modifica ha comportato un incremento della riserva al 1° gennaio 2015 di €553 milioni.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili negative per €19 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €19 milioni si incrementa per €63 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 12 maggio 2016 in sede di attribuzione dell'utile 2015 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di €202 milioni in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2016 come di seguito indicato:

(€ milioni)	Snam SpA		Valutazione rimanenze		TOTALE Riserva netta
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva lorda	Effetto Fiscale	
Riserva al 31 dicembre 2015	156	(3)	7	(2)	158
Attribuzione utile 2015	49		21	(7)	63
Variazione dell'esercizio 2016	(205)	3			(202)
Riserva al 31 dicembre 2016	0	0	28	(9)	19

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €38 milioni riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di € 22.713 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €21.571 milioni si riduce di €609 milioni per effetto essenzialmente: (i) dell'utilizzo della riserva per la distribuzione del saldo dividendo 2015 (€1.025 milioni); (ii) del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Società Adriatica Idrocarburi SpA avvenuta il 1° ottobre 2016 (€70 milioni); (iii) delle operazioni under common control (€11 milioni). Tali effetti sono in parte compensati: (i) dall'attribuzione a riserva della ripresa di valore di €294 milioni della partecipazione in Versalis SpA relativa alla revoca della classificazione della partecipazione come discontinued operation; (ii) dalla riclassifica della riserva art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto del realizzo avvenuto nel corso del 2016 (€202 milioni). La riserva accoglie gli effetti dell'applicazione del Successful Effort Method (SEM) per la rilevazione dei costi dell'attività esplorativa in ottemperanza alle disposizioni dello IAS 8, l'effetto della modifica è stato rilevato retroattivamente. La modifica ha comportato in particolare un incremento della riserva al 1° gennaio 2015 di €126 milioni e al 31 dicembre 2015 di €114 milioni;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 di Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni), ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

82352/696

- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.441 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di €0,4 per azione deliberato il 15 settembre 2016 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 21 settembre 2016.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziare imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €23,91 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli in applicazione IFRS 10 – 11

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2015	2016	31.12.2015	31.12.2016
Eni SpA	2.199	4.543	38.969	41.345
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	(16)	(22)	593	590
Eni SpA - applicazione IFRS 10 - 11	2.183	4.521	39.562	41.935

82 352/695

Garanzie, Impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €81.613 milioni (€75.473 milioni al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	25.876	41.796	67.672	26.334	44.322	70.656
Imprese collegate e joint venture	6.122	86	6.208	6.122	2.128	8.250
Proprio		1.396	1.396		2.506	2.506
Altri		197	197		201	201
Totale	31.998	43.475	75.473	32.456	49.152	81.613

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €26.334 milioni riguardano:

- per €23.025 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €10.925 milioni;
- per €3.205 milioni le fidejussioni rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €3.132 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente da Versalis France SAS e da Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €6.122 milioni sono relative alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società del Gruppo Saipem, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €44.322 milioni riguardano:

- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.141 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo è di €1.237 milioni;
- per €2.847 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo è di €1.904 milioni;
- per €1.898 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €8.863 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a sua volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€208 milioni), Altre attività e società finanziarie (€605 milioni), Gas & Power (€7.862 milioni) e Chimica (€100 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €3.426 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €2.303 milioni;
- per €1.375 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.329 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €371 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari a €369 milioni;
- per €141 milioni i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;

Pa

82352/696

- per €38 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €23 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €2.128 milioni riguardano essenzialmente:

- per €1.988 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €82 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese del Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €50 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €2.506 milioni riguardano:

- per €1.496 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €1.010 milioni la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione di Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €201 milioni riguardano:

- per €193 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni la lettera di patronage rilasciata a favore della banca a fronte del finanziamento concesso alla società partecipata Sigemi Srl (14% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €1 milione le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relativi al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Impegni	229	225
Rischi	89	243
	318	468

Gli impegni di €225 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2016 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €129 milioni (€69 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €6 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni.

I rischi di €243 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nel paragrafo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;

82352/697

- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2016 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Linee di Business di Eni SpA/Consociate) alla linea di business Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario.

Re

82352/698

L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento. Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio mercato tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accenramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione:

82352/699

a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Inclondono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali. Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: a) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); b) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99° percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per il corso dell'esercizio 2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni, per poi attestarsi sul livello A-/BBB+ nel corso del I semestre 2016, in concomitanza con la discesa del rating della Società.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2015 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2015) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione). Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

Me

82352/400

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	4,87	1,55	3,02	2,96	4,26	1,77	2,64	2,47
Tasso di cambio	0,21	0,01	0,05	0,01	0,16	0,01	0,06	0,06

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	51,43		21,80		15,99	1,02	6,25	1,08

(a) Il perimetro consiste nella Linea di Business Midstream (esposizioni originanti dalle aree Gas & Power e Refining & Marketing). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di Midstream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica ^(a)	0,31	0,25	0,29	0,25	0,42	0,23	0,35	0,35

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage); (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale; (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (ii) fronteggiare fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti

82352/101

nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); [iii] assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; [iv] favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

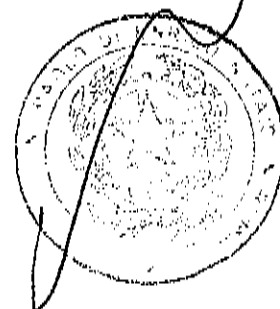
Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2016 il programma risulta utilizzato per €16,3 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel 2016 sono stati emessi bond per €3,0 miliardi nell'ambito del programma EMTN e un bond equity linked di €0,4 miliardi. Al 31 dicembre 2016, Eni SpA dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.174 milioni di cui €40 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €6.235 milioni, di cui €700 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
31.12.2015							
Passività finanziarie a lungo termine	2.293	2.775	1.699	3.396	2.803	7.053	20.019
Passività finanziarie a breve termine	3.687						3.687
Passività per strumenti finanziari derivati	1.524	456	88	41		58	2.167
	7.504	3.231	1.787	3.437	2.803	7.111	25.873
Interessi su debiti finanziari	638	569	446	400	304	1.268	3.625
Garanzie finanziarie	12						12
(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
31.12.2016							
Passività finanziarie a lungo termine	2.902	1.947	3.653	3.264	1.260	9.522	22.548
Passività finanziarie a breve termine	4.159						4.159
Passività per strumenti finanziari derivati	843	105	84	1	63	21	1.117
	7.904	2.052	3.737	3.265	1.323	9.543	27.824
Interessi su debiti finanziari	601	479	433	336	232	1.236	3.317
Garanzie finanziarie	124						124



he

82352/102

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2016	2017-2020	Oltre	
31.12.2015				
Debiti commerciali	5.227			5.227
Altri debiti e anticipi	1.142	257	23	1.422
	6.369	257	23	6.649

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2017	2018-2021	Oltre	
31.12.2016				
Debiti commerciali	5.333			5.333
Altri debiti e anticipi	876	250	23	1.149
	6.209	250	23	6.482

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	93	79	66	50	45	298	631
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	9	52	67	33	15	3.411	3.587
Costi relativi a fondi ambientali	144	88	85	66	46	209	638
Impegni di acquisto	9.274	8.234	8.624	8.000	7.124	65.789	107.045
- Gas ^(c)							
Take-or-pay	7.724	7.218	7.715	7.309	6.676	64.255	100.897
Ship-or-pay	1.550	1.016	909	691	448	1.534	6.146
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	9	3	2	2	2	111	129
Altri	76					20	96
Totale	9.605	8.456	8.844	8.151	7.232	69.838	112.126

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture o il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €2,6 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2017	2018	2019	2020	2021 e Oltre	
Impegni per progetti committed	722	840	616	469	337	2.984
	722	840	616	469	337	2.984

De

82352/103

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015			2016		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	(508)	(241)		(6)	(85)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	(554)	(8)	(279)	135	1	1.044
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	23			22		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	5.028	3		6.062	(21)	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita ^(d)	368	49				
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(e)	8.570	(375)		7.895	(373)	
- Crediti finanziari ^(e)	12.937	885		9.169	523	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(f)	(6.369)	(231)		(6.209)	(40)	
- Debiti finanziari ^(e)	(24.160)	(1.120)		(26.727)	(832)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €51 milioni di oneri (oneri per €619 milioni nel 2015) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €34 milioni di oneri (oneri per €122 milioni nel 2015).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) operativi".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni".

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €366 milioni di oneri (oneri per €517 milioni nel 2015) (svlutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €7 milioni di oneri (proventi per €142 milioni nel 2015).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2016 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2015		2016	
	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:				
Attività finanziarie destinate al trading	5.028		6.062	
Rimanenze - Certificati bianchi	28		54	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		746		660
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		27		168
Attività non correnti:				
Altre partecipazioni valutate al fair value	368			
Altre attività finanziarie - Titoli	23		22	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		226		252
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		106		166
Passività correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.067		688
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		457		155
Passività non correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		413		230
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		230		44

Ne

82352 / 2016

Nel corso dell'esercizio 2016 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2016, a fronte di 6,32 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,04 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (2,28 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.

Ne

82352/105

Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	33.657	27.721
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(4)	(3)
	33.653	27.718

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Gas naturale e GPL	14.252	11.517
Prodotti Petroli	12.721	10.395
Energia elettrica e utility	2.731	3.130
GNL	1.629	749
Greggi	893	619
Vettoramento gas su tratte estere	86	91
Gestione sviluppo sistemi informatici	72	67
Gestione energia	3	1
Altre vendite e prestazioni	1.270	1.152
	33.657	27.721

I ricavi delle vendite e delle prestazioni riguardano la Gas & Power per €15.089 milioni, la Refining & Marketing per €11.729 milioni, la Exploration & Production per €768 milioni e la Corporate per €135 milioni.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2015	2016
Accise su prodotti petroliferi	(8.568)	(8.714)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.680)	(1.570)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(770)	(520)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(333)	(212)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(33)	(55)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(25)	(5)
	(11.389)	(11.076)

I ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Italia	22.466	20.509
Resto dell'Unione Europea	8.490	9.713
Africa	454	517
Asia	1.583	466
Resto dell'Europa	392	292
Americhe	221	192
Altre aree	27	29
	33.653	27.718

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Parti correlate.

he

82352/406

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Proventi per attività in joint venture	69	48
Locazioni, affitti e noleggi	57	53
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	7	4
Altri proventi	204	442
	337	547

I proventi per attività in joint venture di €48 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €53 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolog Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

Gli altri proventi di €442 milioni comprendono l'indennizzo assicurativo a carico di Eni Insurance DAC (€217 milioni) relativo all'incidente occorso a dicembre sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro.

Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	22.614	18.361
Costi per servizi	8.154	7.585
Costi per godimento di beni di terzi	534	469
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	269	129
Variazioni rimanenze	870	(68)
Altri oneri	828	771
	33.269	27.247

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2015	2016
Gas naturale	11.066	8.737
Materie prime, sussidiarie	8.006	6.204
Prodotti	2.584	2.578
Semilavorati	736	589
Materiali e materie di consumo	369	353
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(120)	(79)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(27)	(21)
	22.614	18.361

82352/407

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2015	2016
Trasporto e distribuzione di gas naturale	3.358	3.124
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	1.119	1.121
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	627	535
Progettazione e direzione lavori	446	485
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	807	436
Manutenzioni	365	383
Trasporti e movimentazioni	355	293
Costi di vendita diversi	287	285
Consulenze e prestazioni professionali	272	266
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	317	221
Servizi di modulazione e stoccaggio	161	151
Postali, telefoniche e ponti radio	126	113
Viaggi, missioni e altri	80	112
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	95	88
Compensi di lavorazione	23	20
Altri	961	797
	9.399	8.430
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(957)	(664)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(288)	(181)
	8.154	7.585

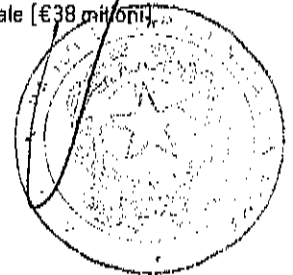
I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €122 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €469 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €77 milioni (€150 milioni al 31 dicembre 2015) e canoni per contratti di leasing operativo per €178 milioni (€180 milioni al 31 dicembre 2015). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €129 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2015). I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(€ milioni)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	617	86	75	54	49	45	298
Altri	14	7	4	2	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	631	93	79	66	50	45	298

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €129 milioni sono diminuiti di €140 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €771 milioni includono essenzialmente: (i) l'accantonamento al fondo svalutazione crediti (€366 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€227 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€38 milioni).



Ne

82.352/408

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Salari e stipendi	874	899
Oneri sociali	250	251
Oneri per benefici ai dipendenti	101	105
Costi personale in comando	80	64
Altri costi	16	24
	1.321	1.343
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(96)	(117)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(68)	(43)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(9)	(4)
	1.148	1.179

Il costo lavoro di €1.179 milioni è aumentato di €31 milioni in relazione alla normale evoluzione della forza lavoro e della dinamica retributiva.

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 31 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2015	2016
Dirigenti	644	665
Quadri	4.340	4.498
Impiegati	6.414	6.559
Operai	1.065	1.078
	12.463	12.800

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €36 milioni e €41 milioni rispettivamente per il 2015 e il 2016 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Salari e stipendi	21	24
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	2	4
	36	41

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €7,1 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €375 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano sostituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Me

82 352/109

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(619)	(51)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(3)	1
	(622)	(50)

Gli altri oneri operativi netti di €50 milioni (oneri operativi netti di €622 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€51 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace principalmente del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Gas & Power (provento netto di €1 milioni).

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2015	2016
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	804	729
- attività immateriali	90	86
	894	815
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	132	443
	132	443
	1.026	1.258

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.258 milioni sono aumentati di €232 milioni a seguito essenzialmente delle maggiori svalutazioni di asset a gas a seguito del deterioramento dello scenario prezzi.

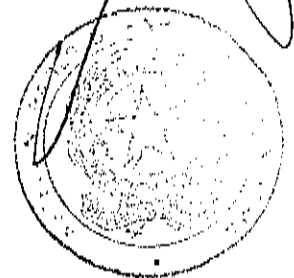
Per maggiori informazioni sulle svalutazioni, si rinvia alla nota n. 18 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Radiazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2015	2016
Radiazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	63	209
- attività immateriali		
	63	209

Le radiazioni di €209 milioni riguardano la Refining & Marketing per €193 milioni, relative alla radiazione delle unità di impianto EST danneggiate presso la raffineria di Sannazzaro a seguito dell'evento occorso a inizi dicembre 2016, e la Exploration & Production per €16 milioni.



Handwritten signature or initials, possibly 'Ae', located at the bottom right of the page.

82352/Flu

Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.642	2.149
Oneri finanziari	(2.982)	(2.540)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	3	(21)
	(337)	(412)
Strumenti finanziari derivati	(94)	(34)
	(431)	(446)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(655)	(563)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(52)	(65)
Interessi attivi su depositi e c/c	5	2
Proventi (oneri) da attività finanziarie destinate al trading	3	(21)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	59	66
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(19)	(16)
	(659)	(597)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.834	1.554
Differenze attive da valutazione	464	377
Differenze passive realizzate	(1.562)	(1.344)
Differenze passive da valutazione	(592)	(478)
	144	109
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(45)	(50)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	172	92
Commissioni per servizi finanziari	44	38
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(38)	(32)
Interessi su crediti d'imposta	5	1
Altri proventi	59	19
Altri oneri	(52)	(32)
	145	36
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	33	40
	(337)	(412)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Strumenti finanziari derivati su valute	(126)	(11)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	(1)	(47)
Opzione implicite su prestiti obbligazionari convertibili	33	24
	(94)	(34)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €58 milioni si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I proventi netti su opzioni di €24 milioni riguardano essenzialmente i proventi realizzati a seguito della chiusura dell'opzione implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA per €26 milioni, pari al fair value al 31 dicembre 2015.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

82352/74

Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Dividendi	10.366	6.486
Plusvalenze nette da vendite	149	
Altri proventi	49	202
Totale proventi	10.564	6.688
Svalutazioni e perdite	(5.423)	(630)
	5.141	6.058

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Dividendi		
Eni International BV	6.568	5.635
Eni Insurance DAC	30	400
EniPower SpA	66	91
Ecofuel SpA	90	87
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	68	79
Eni Finance International SA	77	77
Eni Gas & Power NV	2.249	46
Floater SpA	17	13
Transmed SpA		11
Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A.	8	10
Tecnomare SpA	7	6
Transmediterranean Pipeline Ltd		6
Eteris Parohis Aeriois Thessalias AE	4	5
Eni Adfin SpA	2	4
Eni Fuel Centro Sud SpA	4	3
Eni Fuel Nord SpA	4	3
Eni Investments Plc	1.021	
Snam SpA	72	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	29	
Galp Energia SGPS SA	21	
Unión Fenosa Gas SA	13	
LNG Shipping SpA	11	
Altre	5	10
	10.366	6.486
Plusvalenze nette da vendite		
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA	98	
Vendita azioni Snam SpA	46	
Vendita Società Argentine	5	
	149	
Altri proventi		
Ripresa di valore Versalis SpA		193
Ripresa di valore Eni Fuel SpA		6
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile		3
Altri Proventi		202
Totale proventi	10.564	6.688

ne

82352/12

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Svalutazioni		
Eni Gas & Power NV	2.249	
Versalis SpA	1.541	
Eni Petroleum Co Inc	558	
Eni Investments Plc	365	
Syndial SpA	284	252
Raffineria di Gela SpA	173	100
Eni Angola SpA	141	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	41	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	40	53
Eni West Africa SpA	13	37
Floaters SpA		31
LNG Shipping SpA		27
Tigaz Zrt		27
Servizi Aerei SpA		17
Unión Fenosa Gas SA		9
Agenzia Giornalistica Italia SpA	2	7
EniServizi SpA	1	7
Eni Mozambico SpA	4	3
Altre minori	4	6
	5.416	576
Altri oneri		
Oneri per cessione Snam SpA		32
Oneri per cessione Stogit SpA		21
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		1
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	7	
	7	54
Totale oneri	5.423	630

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
- IRES	31	44
- IRAP		
Totale imposte correnti	31	44
Imposte differite	49	35
Imposte anticipate ^(a)	(536)	160
Totale imposte differite e anticipate	(487)	195
Totale imposte estere	(10)	(10)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(466)	229
Imposte correnti relative alla joint operation	1	6
Imposte anticipate nette relative alla joint operation	27	(3)
Totale imposte sul reddito joint operation	28	3
	(438)	232

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 21 - Attività per imposte anticipate.

me

82352/113

Alla data del 31 dicembre 2016 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2011, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

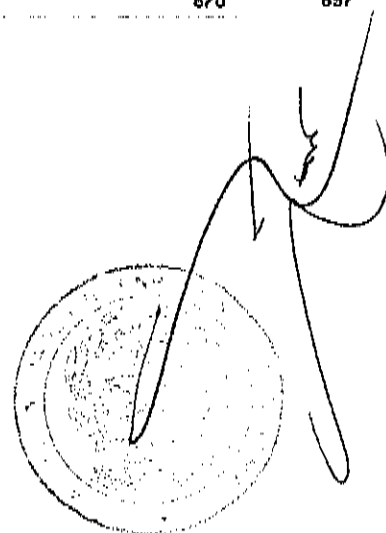
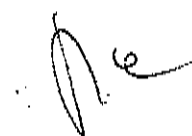
[€ milioni]	2015		2016	
		Aliquota	Imposta	Aliquota
Utile prima delle imposte	2.572	27,50%	707	3.934
Differenza tra valore e costi della produzione	(2.138)	4,29%	(1.678)	4,28%
Aliquota teorica		27,50%		27,50%
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione)				
rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione		-105,33%		-43,04%
- perdite fiscali società consolidate		0,5%		-2,11%
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		57,97%		3,00%
- svalutazione anticipate		13,26%		8,82%
- effetto aliquota		15,24%		0,91%
- delta aliquota Eni East Africa		0,7%		
- altre variazioni		7,19%		-0,98%
Aliquote effettiva		17,03%		-5,90%

Questa differenza è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con un effetto sul tax rate del 43,04%. Questo effetto è stato parzialmente compensato dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto sul tax rate dell'8,82%).

② Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

[€ milioni]	2015	2016
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	66	6
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	29	26
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	95	32
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	670	697

82352/714

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- c) il rapporto intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I suddetti rapporti riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €7 milioni, assegnati a seguito di gara, e quindi esenti dall'applicazione della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" emanata in attuazione della normativa Consob, ovvero, ove non esenti, valutati positivamente in applicazione della citata procedura;
- d) i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2016 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€4 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€4 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€20 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, e fanno parte dell'ordinaria gestione.



82352/715

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015					2015						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ⁽⁴⁾			Ricavi ⁽⁴⁾			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	35				14.464					29	4	
Agip Karachaganak BV	18				3.174		2			19	2	
Agip Oil Ecuador BV	2				121					6		
Ecofuel SpA	3	17			8	208				1		
Eni AEP Ltd					112							
Eni Angola SpA	39				3.262					68		
Eni Austria GmbH	3				9				61	1		
Eni Congo SA	53									121		
Eni Deutschland GmbH	70	6			4	93			858	1		
Eni Engineering Ltd	3	24					87			1	2	
Eni Finance International SA	1	1	74	198				1		1		
Eni France Sarl	1				44	151			9	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	111	1			1				558	2	1	
Eni Fuel Nord SpA	109				26				512	2		
Eni Gas & Power France SA	170				49				812			
Eni Gas & Power NV	167	11			160	29	4		425		1	
Eni Insurance Designated Activity Company	6	1			195		24					
Eni International Resources Ltd	7	41					34	60		2	1	
Eni Lasmo Ltd					594					6		
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd					146							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	26	37			6	277	12	7	96	18	1	
Eni México S. de RL de CV					101							
Eni Middle East BV					465							
Eni Mozambique Engineering Ltd	5	18					74				3	
Eni Norge AS	25	9	1	1	226	130	2			26		
Eni North Africa BV	30	(15)			68	556	(2)			45	5	
Eni Pakistan (M) Ltd Sarl					55							
Eni Petroleum Co Inc	15	2			266		5			20		
Eni Rete oil&nonoil SpA	27	21			9	2	8		467	4	4	
Eni Slovenija Ooo	5				8				86			
Eni Suisse SA	8	1				31			106	1		
Eni Trading & Shipping Inc					112							
Eni Trading & Shipping SpA	1.160	1.846	513	1.502	6.965	7.324	198	11	3.351	6	35	(1.237)
Eni ULX Ltd					143							
Eni UK Ltd	8	40			16		57					
Eni Usa Gas Marketing LLC	1				1.686							
Eni US Operating Co Inc					827							
Eni West Africa SpA	1				67							
EniPower Mantova SpA	21	14			8	24	99		107	9		
EniPower SpA	72	213	3		24	108	435	5	223	49	1	
EniServizi SpA	25	11			52	4	121	14	14	19	5	
First Calgary Petroleum LP					1.392							
Floaters SpA	2	18					1	50			1	
LNG Shipping SpA	4	4			1	12		104	16		1	
Nigerian Agip Oil Co Ltd	87	85			75		1			29		

82352/716

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015					2015						
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Raffineria di Gela SpA	12	35			144	6	22	7	16	11	1	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda	2		16	15	343				5			
Saipem Canada Inc												
Saipem Contracting Algeria SpA					82							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					350							
Saipem Ingeniería y Construcciones SLU					238							
Saipem Ltd			2	1	55							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			1	1	50							
Saipem SA		2	29	21	239		24					
Saipem SpA	17	103	78	35	1.402		111	1	2	15		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					65							
Syndial SpA	29	91			885		63	25	2	28	3	
Tecnomare SpA	7	31			7		61			5	1	
Tigaz Zrt	1			1	257						2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		246					308			56		
Versalis SpA	121	38	1	1	1.184	7	7		500	103	5	7
Versalis France Sas					95							
Altre*	282	108	29	4	397	88	75	36	103	334	88	
	2.791	3.060	747	1.780	40.732	9.050	1.833	321	8.379	1.058	170	(1.230)
Imprese collegate e joint venture												
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità)												
Uno												
Società EniPower Ferrara Srl	17	13			10	10	100		82	14		
Unión Fenosa Gas SA					57						1	
Altre*	14	15			7	10	66	1	13	2	9	
	31	28			6.196	20	166	1	95	16	10	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	30	59					1.033		195	128		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	43	58				419	5	24	307	43		
Gruppo Snam	141	518			3	137	2.002	3	247	20	1	
Gruppo Terna SpA	4	24				17	117	14	2	14	28	12
Altre imprese a controllo statale*	15	29					46	8	26	1	1	
	233	688			3	573	3.203	49	777	206	30	12
Fondi pensione e fondazioni												
		2					4	27				
	3.055	3.778	747	1.780	46.931	9.643	5.206	398	9.251	1.280	210	(1.218)

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

82352/717

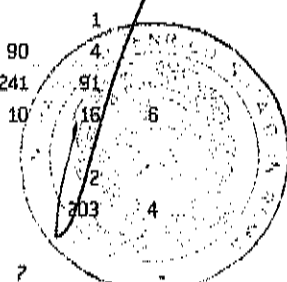
Esercizio 2016

(€ milioni)

31.12.2016

2016

Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(a)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	11				14.944					14	3	
Agip Karachaganak BV	8	1			3.279		2			17	3	
Agip Oil Ecuador BV	1				127					4		
Ecofuel SpA	6	18			8	157			2	2	1	
Eni AEP Limited					109							
Eni Angola SpA	37	1			3.205					57	8	
Eni Austria GmbH	9				12				86	1		
Eni Congo SA	23									73		
Eni Deutschland GmbH	72	12			3	94			604	2		
Eni Finance International SA	2		156	84						1		
Eni France Sàrl	1	(1)			55	125		(1)	7	1		
Eni Fuel Centrosud SpA									357	1	1	
Eni Fuel Nord SpA									328	1	1	
Eni Fuel SpA	246	26			46		6		633	5	6	
Eni Gas & Power France SA	211				39		(1)		795		1	
Eni Gas & Power NV	560	7			18	20	(9)	1	370	1	1	
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	23						1			50	2	
Eni Insurance Designated Activity Company	220	2			196		26			1	218	
Eni International Resources Limited	5	38					20	43		2	1	
Eni Lasmo plc					614							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	35	39			6	172	3	8	63	21	1	
Eni México S. de RL de CV	3				107					9		
Eni Middle East BV					480							
Eni Mozambique Engineering Ltd	8	17					75			2	8	
Eni Norge AS	15	5	1		239	57	4			22	5	
Eni North Africa BV	15	2			70	66	(2)			29	6	
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl					56							
Eni Pakistan Ltd	5				50					6		
Eni Petroleum US LLC					275							
Eni Suisse SA	8	1				8			78	1		
Eni Trading & Shipping Inc					288							
Eni Trading & Shipping SpA	1.069	1.369	784	602	7.506	6.337	134	18	3.714	18	27	349
Eni ULX Ltd					112							
Eni US Operating Co Inc					664							
Eni USA Gas Marketing LLC	2				1.741							
Eni West Africa SpA	1				69							
EniPower Mantova SpA	21	30			6	15	99		90	4		
EniPower SpA	83	202	1		25	100	344	4	241	91		
EniServizi SpA	18	18			32	4	115	10	10	16	6	
First Calgary Petroleum LP					1.438							
Floater SpA	2	13			1			50		2		
Isoc Production BV	144	2			2					203	4	
Liverpool Bay Ltd					114							
LNG Shipping SpA	6	5				5	3	64	7			
Nigerian Agip Oil Co Ltd	107	13			78		(1)			28	1	
Raffineria di Gela SpA	5	37			143	4	20	9	6	11	1	
Syndial Servizi Ambientali SpA	28	104			784		95	13	2	26	7	



he

82352/18

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2016					2016						
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)		Ricavi ^(b)			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	9	68			7		94			7	2	
Tigaz Zrt	1				71		(1)				1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	17	200					359			59		
Versalis France SAS					95							
Versalis SpA	107	57		2	1.146	7	2		378	93	5	7
Altre*	168	111	2		224	28	99	35	50	175	69	
	3.312	2.397	944	688	38.484	7.199	1.487	254	7.821	1.057	391	356
Imprese collegate e joint venture												
Gruppo Saipem	22	102			8.100		93		4	7	1	
Società EniPower Ferrara Srl	16	8			10	9	94		71	6		
Unión Fenosa Gas SA					57				93		1	
Altre*	28	6			1	5	59	2	27	4	7	
	66	116			8.168	14	246	2	195	17	9	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	27	127				28	779		75	89	18	
Gruppo Italgas	54	1					4					
Gruppo Snam	39	540			1	125	1.901	4	97	12		
Gruppo Terna	21	31				1	165	7	5	55		13
GSE - Gestore Servizi Energetici	57	27				206	5	32	344	68	1	
Altre imprese a controllo statale*	27	18					28		59	3		
	225	744			1	360	2.882	43	580	227	19	13
Fondi pensione e fondazioni												
		2					4	24				
	3.603	3.259	944	688	46.653	7.573	4.619	323	8.596	1.301	419	369

[a] I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

[b] I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

[*] Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

82352/19

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Suisse SA, Eni Austria GmbH). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate e collegate in Italia (Versalis SpA, Eni Trading & Shipping SpA) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power NV e Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (EniPower SpA, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA e Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Agip Caspian Sea BV, Eni Angola SpA, Eni Congo SA, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, leoc Production BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA;
- il riconoscimento a Syndial Servizi Ambientali SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA, Eni Insurance Designated Activity Company ed Eni International Resources Ltd). In particolare i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

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

- la vendita di gasolio, la vendita di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas, titoli ambientali e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica e la vendita di prodotti petroliferi a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema con il Gruppo Terna sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione del gas dal Gruppo Snam e Italgas sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la stipula di contratti derivati su commodity con il Gruppo Terna rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.



82352/720

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			2015			Proventi (oneri) su derivati partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate							
Eni Adfin SpA		179					
Eni Finance International SA	5.955	548	22.016	10	70	(345)	
Eni Finance Usa Inc			3.168		1		
Eni Hewett Ltd			85				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	150				1		
Eni Trading & Shipping Inc			117				
Eni Trading & Shipping SpA	1.554	217	1.291	1	25	4	
EniPower Mantova SpA	92	19			1		
EniPower SpA	109	162			1		
EniServizi SpA	58	10			1		
LNG Shipping SpA		168					
Raffineria di Gela SpA	155				2		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		1	11		2	124	
Saipem SpA	2.483	2	31		99	256	
Serfactoring SpA	172	22			1		
Società Adriatica Idrocarburi SpA		67					
Sofresid SA						230	
Syndial SpA		2.071	39	1	2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	555	11			6	(7)	
Versalis SpA	1.274	107	18		35	(8)	
Altre*	346	478	164		21	(36)	
	12.903	4.062	26.940	12	268	218	
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl	104	41			2		
Altre*	39	18	12		3		
	143	59	12		5		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale*					1		
					1		
	13.046	4.121	26.952	12	274	218	

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

82352 / 21

Esercizio 2016

(€ milioni)

31.12.2016

2016

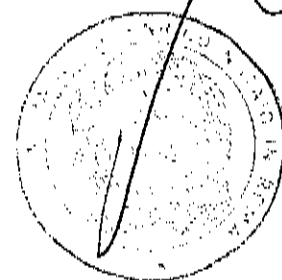
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Discontinued operation
Imprese controllate							
Ecofuel SpA		51				(3)	
Eni Adfin SpA		185					
Eni Finance International SA	2.572	696	27.107	19	108	410	
Eni Finance USA Inc			3.266				
Eni Gas & Power France SA			28				
Eni Hewett Limited			72				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	161				1		
Eni Trading & Shipping Inc		15	104				
Eni Trading & Shipping SpA	176	793	1.474		16	26	
EniPower Mantova SpA	69	12					
EniPower SpA	54	172					
EniServizi SpA	72	20			1		
LNG Shipping SpA		176					
Raffineria di Gela SpA	87				1		
Serfactoring SpA	173	2			1		
Syndial Servizi Ambientali SpA		2.099	39		2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	402	11			4		
Versalis SpA	150	92	15				
Altre*	135	312	67	2	29	11	
	9.051	4.636	32.172	21	163	444	
Imprese collegate e joint venture							
Gruppo Saipem			82		28	28	
Società EniPower Ferrara Srl	90	46			1		
Altre*	31	21			2		
	121	67	82		31	28	
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti							410
Altre imprese a controllo statale*				3			
				3			410
	9.172	4.703	32.254	24	194	472	410

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 36 – Garanzie, Impegni e rischi.



He

82352/722

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	14.561	8.946	61,44	15.658	11.254	71,87
Altre Attività correnti	1.047	565	53,96	1.011	644	63,70
Altre Attività finanziarie	6.969	6.918	99,27	1.428	1.406	98,46
Altre Attività non correnti	786	261	33,21	700	374	53,43
Passività finanziarie a breve termine	3.687	3.573	96,91	4.159	4.006	96,32
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.514	1	0,04	3.014	1	0,03
Debiti commerciali e altri debiti	6.369	3.505	55,03	6.209	3.051	49,14
Altre passività correnti	1.838	1.323	71,98	1.205	632	52,45
Passività finanziarie a lungo termine	12.959	547	3,05	19.554	696	3,56
Altre passività non correnti	1.881	730	38,81	1.366	264	19,33

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

(€ milioni)	2015			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing Operations						
Ricavi della gestione caratteristica	33.653	10.532	31,30	27.718	9.897	35,71
Altri ricavi e proventi	337	123	36,50	547	310	56,67
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.269	15.023	45,16	27.247	12.388	45,47
Altri proventi (oneri) operativi	(622)	(1.218)	n.s.	(50)	369	n.s.
Proventi finanziari	2.642	274	10,37	2.149	194	9,03
Oneri finanziari	2.982	12	0,40	2.540	24	0,94
Strumenti finanziari derivati	(94)	(218)	n.s.	(34)	472	n.s.
Discontinued Operations	49		n.s.	355	410	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2015	2016
Ricavi e proventi	11.813	12.739
Costi e oneri	(17.630)	(14.053)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	2.987	(391)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(1.976)	(1.541)
Interessi	216	160
Flusso di cassa netto da attività operativa	(4.580)	(3.086)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(125)	(44)
Disinvestimenti in partecipazioni e titoli		463
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(19)	(43)
Variazione crediti finanziari	(3.399)	(3.812)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.543)	(3.436)
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	913	(1.693)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	913	(1.693)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(7.220)	(8.215)

32352/423

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

(€ milioni)	2015			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	13.316	(4.590)	n.s.	6.623	(3.086)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(10.754)	(3.543)	n.s.	(3.618)	(3.436)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.711)	913	n.s.	(2.560)	(1.693)	n.s.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

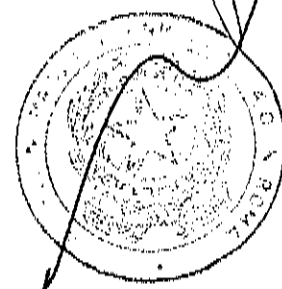
Non si rilevano eventi e operazioni significative non ricorrenti per l'anno 2016.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.



Morelli
De

82352/726

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

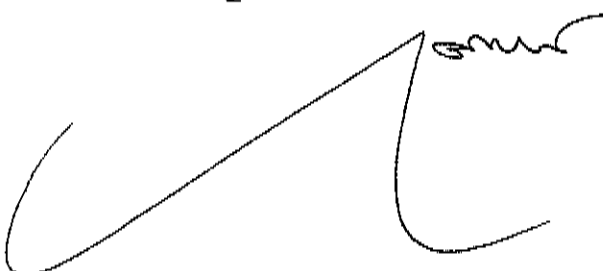
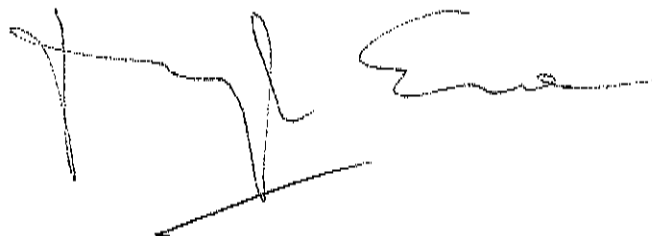
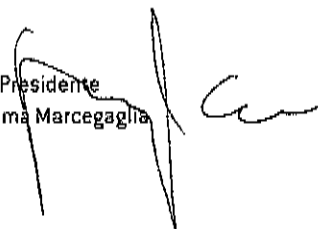
Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.521.093.313,31 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 4.521.093.313,31 euro, che residua in 3.080.637.260,11 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di 0,4 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 15 settembre 2016, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 19.233.515,44 euro;
 - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,4 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di 0,4 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2016 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,8 euro per azione;
- il pagamento del saldo dividendo 2016 di 0,4 euro per azione il 26 aprile 2017, con data di stacco il 24 aprile 2017 e "record date" il 25 aprile 2017.

28 febbraio 2017

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia

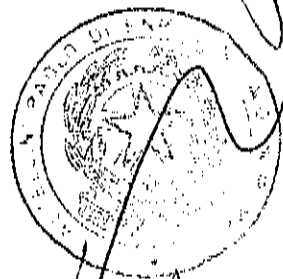


“RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE
ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI AI SENSI DELL'ART. 153
D. LGS. 58/98”

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Matteo Caratozzolo, Presidente, Paola Camagni, Alberto Falini, Marco Lacchini e Marco Seracini nominati dall'Assemblea degli Azionisti del 8 maggio 2014 il cui mandato scade con la prossima Assemblea del 13 aprile p.v..

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo le Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni spa quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono altresì i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. A questo proposito il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il “Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense”. Il regolamento è stato successivamente più volte modificato, da ultimo in data 28 maggio 2014 ed è pubblicato nel sito www.eni.com. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, al Collegio Sindacale compete altresì il ruolo di



Handwritten signatures and initials at the bottom of the page.

82352/726

“Comitato per il controllo interno e la revisione contabile” che prevede specifiche funzioni di vigilanza sul processo di informativa finanziaria, sull'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna, di gestione del rischio e sulla revisione legale dei conti annuali e consolidati. Tale ruolo è stato riformulato con effetto dal 1° gennaio 2017 dal D.Lgs. n. 135/2016 di recepimento della Direttiva Europea 56/2014 che ha modificato il D.Lgs 39/2010 e, a partire dall'entrata in vigore delle nuove disposizioni, il Collegio ha puntualmente tenuto conto di tale riformulazione nello svolgimento delle proprie attività.

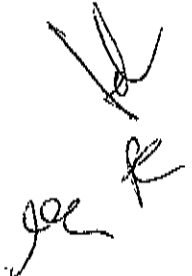
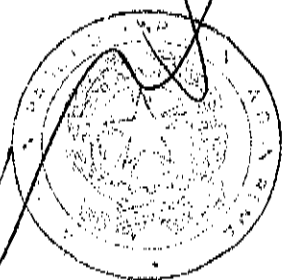
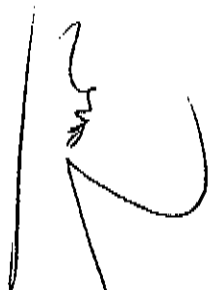
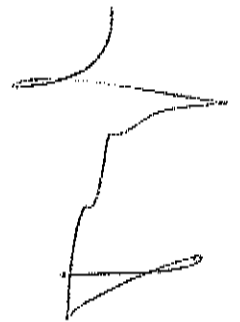
Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione DEM/6031329 del 7 aprile 2006, il Collegio rappresenta quanto segue:

- (a) ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- (b) ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni spa e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni

siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

(c) non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate; nel corso dell'esercizio la società non ha acquistato azioni proprie;

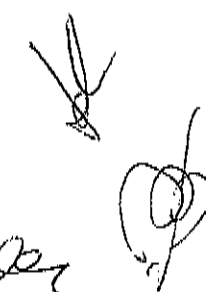
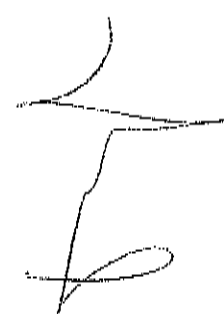
(d) il Collegio Sindacale ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) "*Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate*", emessa il 18 novembre 2010 e aggiornata il 19 gennaio 2012, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e sue successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre nella riunione del 17 marzo 2017 il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento e, anche alla luce del mutato assetto organizzativo interno, ha condiviso l'opportunità di procedere a limitati interventi di aggiornamento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione finanziaria annuale, ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni poste in essere con società controllate e con altre parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione



82352/428

dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione;

- (e) la Società di revisione legale ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi degli art. 14 e 16 del d. lgs. 39/2010, nella formulazione in vigore alla data del 31 dicembre 2016, rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato dell'Eni forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Eni S.p.A. e del gruppo Eni al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Inoltre, le suddette relazioni, senza rilievi, riportano quale richiamo di informativa il rinvio alle disclosure del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato relative alla descrizione degli effetti connessi con l'adozione, su base volontaria e retroattiva, del cd Successfull Effort Method nella rilevazione e valutazione dei costi delle attività di esplorazione degli idrocarburi. Infine, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti

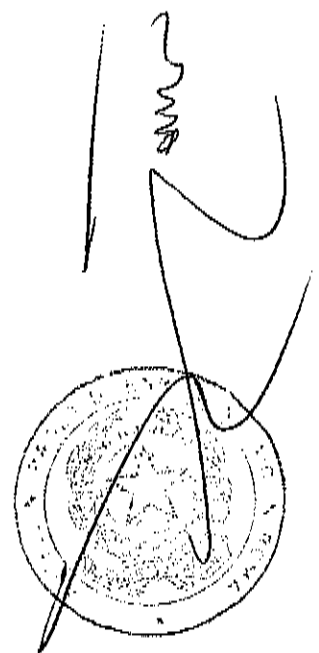
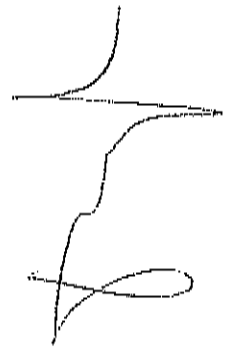


proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio;

(f) la Società di revisione ha rilasciato in data odierna la Relazione sulle Questioni Fondamentali emerse in sede di revisione legale ai sensi dell'art. 19, comma 3, del d. lgs. 39/2010 nella formulazione in vigore alla data del 31 dicembre 2016;

(g) la Società di revisione legale ha rilasciato in data 15 settembre 2016 il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del c. civ. relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di amministrazione in pari data;

(h) nel corso dell'esercizio e sino alla data della presente relazione sono pervenute sette denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile: sei da parte dell'azionista Tommaso Marino e una da parte dell'azionista Marco Bava. Le denunce presentate dall'azionista Tommaso Marino hanno avuto ad oggetto: i) con due denunce, il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Potenza per asserite violazioni di norme a tutela dell'ambiente nell'attività produttiva del Centro Oli di Viggiano in Val D'Agri, di cui alla successiva lettera (o) di questa Relazione (ii) con due denunce il presunto coinvolgimento di Eni e/o di suoi dipendenti ed ex dipendenti nelle vicende oggetto di procedimenti giudiziari in corso segnatamente in relazione all'acquisizione del giacimento OPL 245

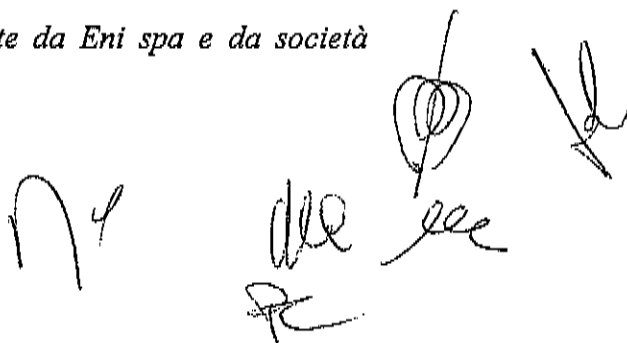


82352/720

in Nigeria, di cui alla successiva lettera (o) di questa relazione iii) i rapporti tra Eni ed una parte correlata ad un amministratore con riferimento all'esaustività di una risposta data in sede assembleare; iv) l'utilizzo di spazi pubblicitari da parte di Eni sulla carta stampata. La denuncia dell'azionista Marco Bava ha avuto ad oggetto le medesime circostanze dell'ultima denuncia dell'Azionista Marino, in merito all'utilizzo di spazi pubblicitari sulla carta stampata. Il Collegio ha approfondito tutte le denunce ricevute sulla base degli esiti delle verifiche interne ed esterne affidate ad esperti indipendenti che, ove del caso, hanno considerato anche la documentazione resa disponibile dalle Autorità inquirenti, e mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti. Ad esito di tali approfondimenti, il Collegio non ha riscontrato elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate;

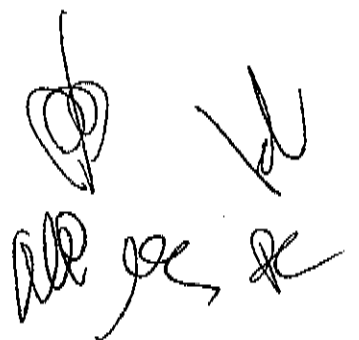
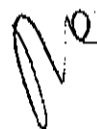
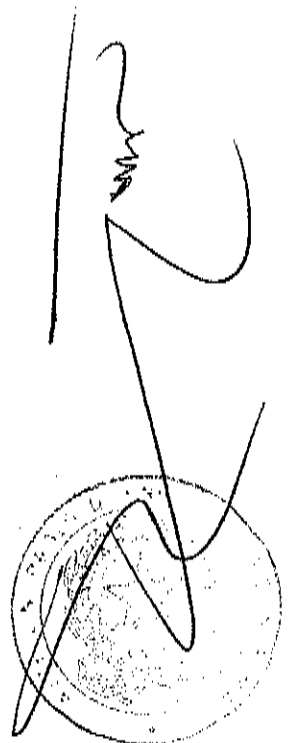
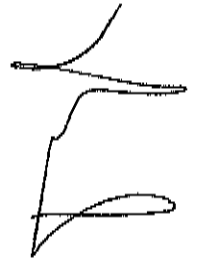
- (i) la section 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.

In applicazione di tale disposizione nella riunione del 19 novembre 2014 il Collegio ha esaminato ed approvato la Procedura *"Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni spa e da società*

The bottom of the page contains several handwritten signatures and initials. On the left, there is a large, stylized 'N' or 'M' followed by a small '4'. To the right of this, there are several smaller, more complex signatures, including one that appears to be 'de' and another that looks like 'ee'. There are also some vertical lines and other marks that could be initials or part of a signature.

controllate in Italia e all'estero", successivamente emessa il 22 dicembre 2014 in sostituzione della previgente procedura approvata dal Collegio Sindacale il 17 gennaio 2013. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi, anche in forma confidenziale o anonima. Tale procedura, la cui conformità alle *best practice* è stata verificata da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione di cui costituisce uno degli allegati (Allegato E) e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex d. lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa.

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2016 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2016 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 103 fascicoli di segnalazioni (64 nel 2015), di cui n. 73 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (52 nel 2015) e 30 relativi ad altre materie (12 nel 2015). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2016 sono stati chiusi n. 111



82352 ~~17~~32

fascicoli (98 nel 2015), di cui n. 73 (64 nel 2015) afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 38 (34 nel 2015) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 73 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit, è risultato che 18 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (5 nel 2015), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 30 fascicoli (27 nel 2015) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 25 fascicoli (32 nel 2015), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2016, restavano aperti n. 29 fascicoli (37 al 31 dicembre 2015), di cui n. 19 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (19 al 31 dicembre 2015). Nel 2016 Saipem ha cessato di essere una società controllata di Eni per effetto della cessione del 12,503% del capitale sociale a CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano) con la contestuale entrata in vigore del patto parasociale stipulato con la stessa CDP Equity SpA diretto a realizzare un controllo congiunto di Eni e CDP Equity SpA su Saipem e pertanto le attività di vigilanza sulle segnalazioni Saipem non sono più di competenza di questo Collegio Sindacale. Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito

degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea;

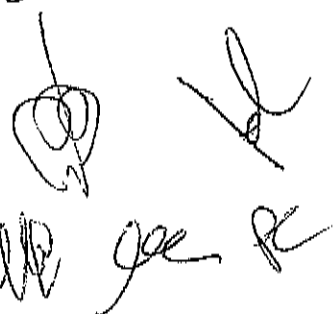
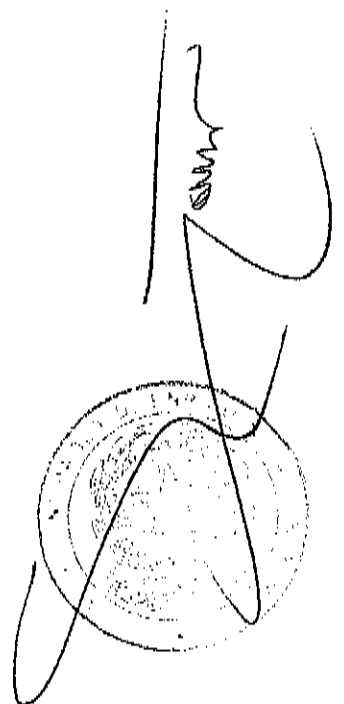
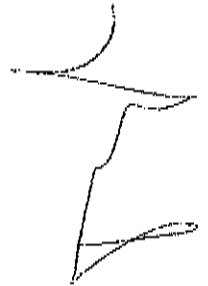
(j) non è a conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

(k) in allegato alle Note al bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni spa e alle società controllate dalla Società di revisione legale, EY e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Alla EY non sono stati attribuiti incarichi non consentiti ai sensi delle normative applicabili ad Eni. Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla EY ai sensi dell'art. 17, comma 9, del d. lgs. 39/2010 e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18, comma 1, del d. lgs. 39/2010 e pubblicata sul proprio sito internet;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni spa e dalle società del gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della EY;

(l) ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza,



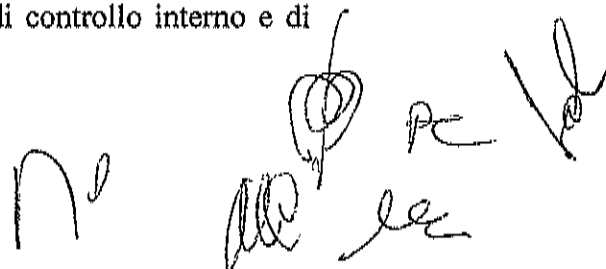
82352/736

sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del d. lgs. 58/98, tramite: (1) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali; (2) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate rilevanti ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni; (3) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa anche sulle controllate estere;

(m) con propria delibera del 28 aprile 2016, ha definito preventivamente i criteri cui intende attenersi nell'adempimento dell'obbligo di comunicazione alla Consob di cui all'art.149, comma 3, TUF, anche al fine di consentire alla società di adeguare le proprie procedure così come è prontamente avvenuto;

(n) ha approfondito le novità normative in tema di revisione legale apportate dal Regolamento Europeo 537/2014 e dal D.Lgs 135/2016 di recepimento della Direttiva Europea 56/2014 che ha modificato il D.Lgs 39/2010, con particolare riguardo alla riformulazione del ruolo e dei compiti attribuiti al Collegio Sindacale in qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile;

(o) ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di

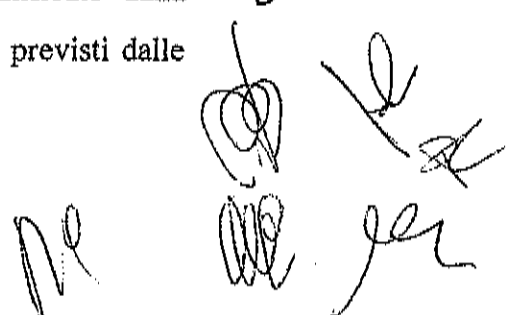
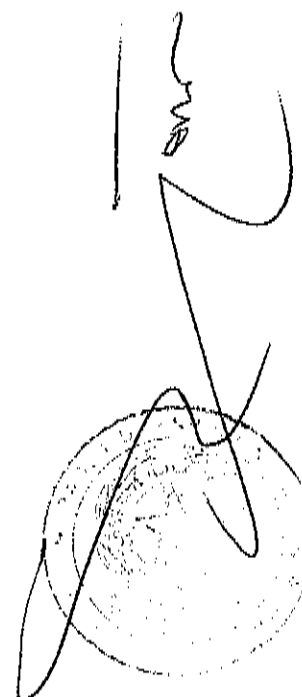
N^o 

gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi; (ii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria; (iii) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione (iv) l'esame della Relazione dell'Internal Audit sul Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni; (v) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (vi) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa sistematicamente al Collegio dalla Direzione Affari Legali; (vii) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (viii) l'esame dei

82352/736

documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione legale, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act, nonché della Relazione dalla medesima rilasciata ai sensi dell'art. 19, comma 3, del d. lgs. 39/2010 nella formulazione in vigore alla data del 31 dicembre 2016; (ix) i rapporti con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98; (x) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato; (xi) la prosecuzione di specifiche iniziative di vigilanza, già avviate nel corso dell'esercizio 2014, in relazione ad alcune contestazioni formulate da autorità giudiziarie italiane ed estere. In particolare relativamente all'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria (descritta nella nota n. 38 della relazione finanziaria annuale, sezione "Contenziosi"), oggetto di indagine da parte della Procura della repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane che hanno disposto il sequestro temporaneo del titolo minerario, il Collegio Sindacale, preso atto della chiusura delle indagini preliminari da parte della predetta Procura, congiuntamente con l'Organismo di Vigilanza, ha esteso l'incarico *forensic* affidato nel 2014 e 2015 ad un primario studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, al fine di valutare se alla luce degli atti e dei documenti accessibili a seguito della chiusura delle indagini preliminari da parte della Procura di Milano, di quelli resi disponibili dalle Autorità inquirenti nigeriane nonché

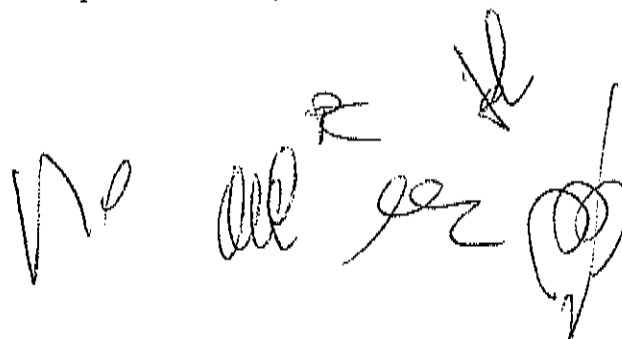
di ogni altra informazione utile allo scopo dell'indagine resasi disponibile, potessero essere confermate o meno le conclusioni raggiunte a seguito delle verifiche precedentemente svolte sulla vicenda e dalle quali a giudizio dell'esperto indipendente non erano emerse evidenze di condotte illecite da parte della società. Agli esiti di tali ulteriori verifiche lo Studio Legale internazionale incaricato ha confermato le proprie precedenti conclusioni. Con riferimento al procedimento avviato da autorità italiane e straniere su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria (descritto nella nota n. 38 della relazione finanziaria annuale, sezione "Contenziosi"), il Collegio Sindacale, preso atto, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dell'esito dell'udienza preliminare del 27 luglio 2016 che ha disposto il rinvio a giudizio di Eni, quale persona giuridica ai sensi della legge 231, dell'ex Amministratore Delegato e del Chief Upstream Officer, monitora con attenzione mediante incontri periodici con la Direzione legale e con la difesa della società l'evoluzione processuale. Il Collegio Sindacale ha altresì seguito gli sviluppi del procedimento avviato nel 2016 dalla Procura della Repubblica di Potenza per asserite violazioni di norme a tutela dell'ambiente nell'attività produttiva del Centro Oli di Viggiano in Val D'Agri (descritto nella nota n. 38 della relazione finanziaria annuale, sezione "Contenziosi"). Il Collegio in particolare ha preso atto della sospensione di tale attività produttiva e delle iniziative tempestivamente assunte e pianificate dalla Società al fine di dimostrare il rispetto dei requisiti previsti dalle



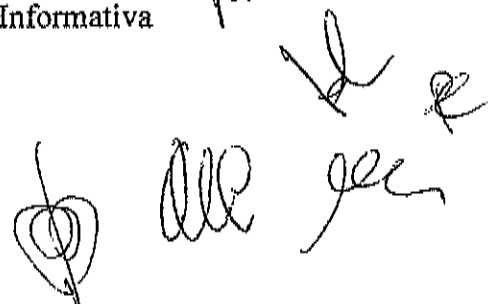
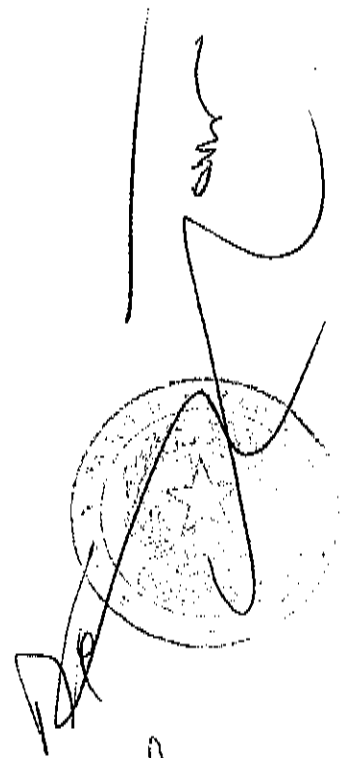
82352/738

norme ambientali e dalle best practice internazionali in materia, che hanno condotto al provvedimento di dissequestro degli impianti da parte della Procura e al successivo riavvio degli stessi in data 12 agosto 2016. Il Collegio continuerà a monitorare l'evoluzione delle indagini;

(p) ha preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei d. lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2016 ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione. Nel 2016 il Collegio Sindacale ha espresso parere favorevole alla modifica della composizione dell'Organismo di Vigilanza di Eni SpA approvata dal Consiglio di Amministrazione anche a seguito della riorganizzazione aziendale che ha visto la creazione, alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato, della nuova Direzione Compliance Integrata. La modifica ha riguardato la composizione dell'OdV estesa al Direttore della Compliance mantenendo nel meccanismo decisionale dell'Organismo di Vigilanza, la prevalenza ai voti espressi dai componenti esterni;



- (q) ha tenuto riunioni con i responsabili della Società di revisione legale, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del d. lgs 58/98, dell'art. 19, comma 1, del d. lgs 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;
- (r) ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del d. lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione, da ultimo, del 25 febbraio 2016 per recepire le modifiche introdotte nel Codice di Autodisciplina nel luglio 2015. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;
- (s) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007, aggiornato con le modifiche apportate dalla delibera n. 18214 del 9.05.2012), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnala che - alla data del 31 dicembre 2016 - le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del Sistema Eni di Controllo Interno sull'Informativa



82352/760

Finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative;

(t) nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2016, il Collegio si è riunito 18 volte con la partecipazione di tutti i suoi componenti ed ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione con la sola eccezione per l'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione del Collegio e ad una riunione del CdA, quest'ultima a causa di un problema tecnico di collegamento. Nel corso del 2016 il Sindaco Marco Seracini ha inoltre effettuato n° 4 attività individuali di controllo, al fine di riferirne al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla precedente lettera (i) della presente Relazione. Inoltre, il Collegio Sindacale, nella sua interezza ha partecipato a tutte le 13 riunioni del Comitato Controllo e Rischi e per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione nonché ad alcune riunioni dell'Organismo di Vigilanza.

Conclusioni.

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31

N°

R
leg
P

82352/761

dicembre 2016 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

22 marzo 2017

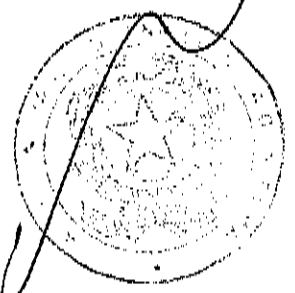
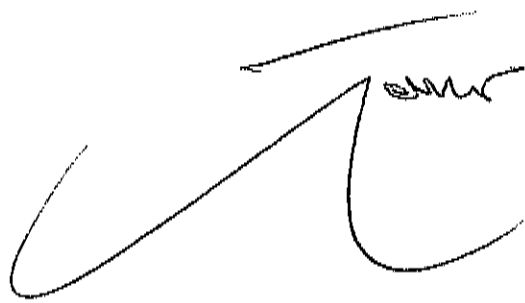
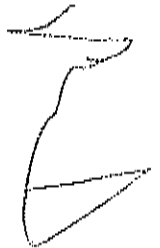
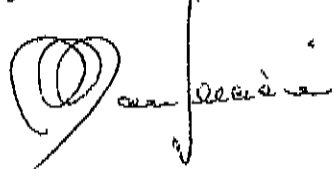
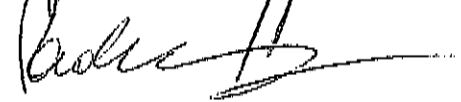
Matteo Caratozzolo

Paola Camagni

Alberto Falini

Marco Lacchini

Marco Seracini



nc

PAGINA ANNULLATA

82352/762

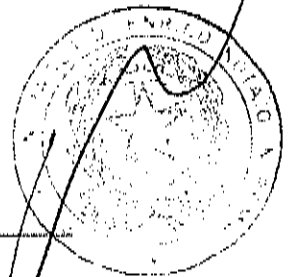
**Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del
D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)**

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2016.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

28 febbraio 2017


Claudio Descalzi
Amministratore Delegato


Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer









Building a better
working world

82352/763

Eni S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39



Building a better
working world

EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

82352/466

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della Eni S.p.A., costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2016, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Building a better
working world

82352/7465

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Richiamo d'informativa

Richiamiamo l'attenzione sulla Nota 4 "Modifica dei criteri contabili" del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016, che descrive l'adozione, su base volontaria, del "Successful Efforts Method" quale criterio di rilevazione e valutazione dei costi delle attività di esplorazione degli idrocarburi. Il nuovo criterio è stato applicato retroattivamente a tutti i dati presentati ai fini comparativi.

Il nostro giudizio non contiene rilievi con riferimento a tale aspetto.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

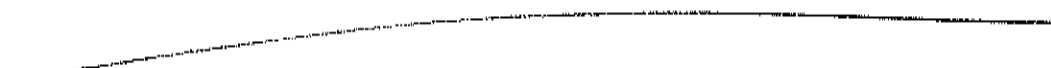
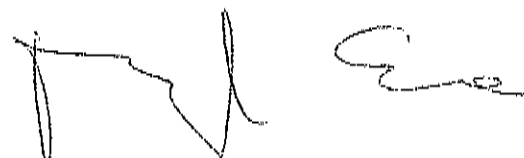

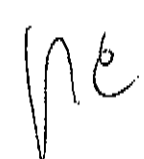
Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, la cui responsabilità compete agli amministratori della Eni S.p.A., con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2016.

Roma, 22 marzo 2017

EY S.p.A.

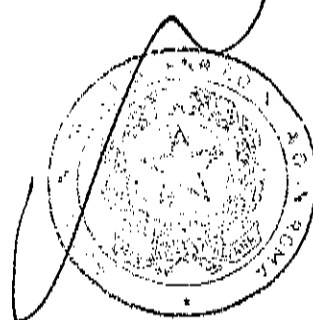

Massimo Antonelli
(Socio)

82352/746

Allegati 2016

- 310** Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2016
- 310** Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016
- 336** Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio
- 339** Allegato alle Note del bilancio di esercizio
- 347** Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione



Ne

82352/747

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2016

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2016, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede

operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2016 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	26	151	177						
Imprese consolidate joint operation				9	5	14			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	25	28	19	33	52			
Valutate con il metodo del costo	6	7	13	3	31	34	5	24	29
	9	32	41	22	64	86	5	24	29
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllo congiunto					3	3			
					3	3			
Totale imprese	35	183	218	31	72	103	5	24	29

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

Società controllate e a controllo congiunto residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

La Legge 28 dicembre 2015, n. 208, (Legge di stabilità 2016), con decorrenza 1° gennaio 2016, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 117. A seguito delle suddette modifiche i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori si considerano privilegiati laddove il livello nominale di tassazione risulta inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia, da tale nozione sono esclusi gli Stati appartenenti all'Unione Europea ovvero quelli appartenenti allo Spazio Economico Europeo con i quali l'Italia abbia stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni.

Al 31 dicembre 2016 Eni controlla 9 società residenti in Stati o territori che

applicano un regime fiscale privilegiato individuati dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 9 società, 5 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione del livello di tassazione cui sono sottoposte. Delle 9 società, 8 rivengono dalle acquisizioni di Lasmo Plc, di Burren Energy Plc, di attività congolesi della Maurel & Prom e di attività indonesiane di Hess Corporation. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi considerati a regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2016 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

Me

82352/768

Eni Relazione Finanziaria Annuale

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(*)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,91 68,99

Eni Relazione Finanziaria Annuale

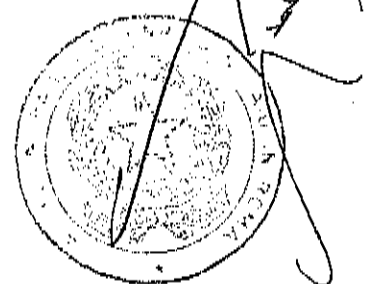
Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterraneo Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA [in liquidazione]	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieac SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	24.103.200	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(*) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.



Imprese controllate

82352749

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd ⁽⁹⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (...)	100,00	C.I.
Burren Energy (Services) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd (L) Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd (L) Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Shakti Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpella da parte dell'Agenzia delle Entrate.

82352/150

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukit Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasso Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NANY Sàrl Eni International BV	99,99 (...) (...)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd (ex Eni Ivory Coast Ltd)	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Croazia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.004	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (...)		P.N.
Eni East Sopinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Engineering E&P Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	40.000.001	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

De

Imprese controllate

82352 (FS1)

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹⁾
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ota 1 Ltd ²⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	\$0.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

¹⁾ C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Ca. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

²⁾ Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

82352/152

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 [-]	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Galat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US LLC	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BP Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	COF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [-]	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese controllate

82352/783

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹⁾
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd ⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasso Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasso Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	963.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sarl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co LLC	99,99 0,01	100,00	C.I.

¹⁾ C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

⁹⁾ Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

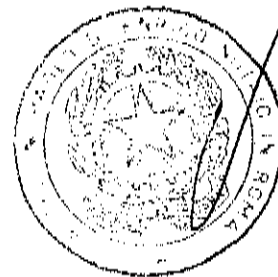
82352/754

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Isoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Isoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	29.075.343	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOD "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	Tecnomare SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[8] Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

[9] Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.



12/9

me

Imprese controllate

82352(755

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^{*)}
Eni Gas e Luce SpA (ex Eni Medio Oriente SpA)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA Eni Gas & Power NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

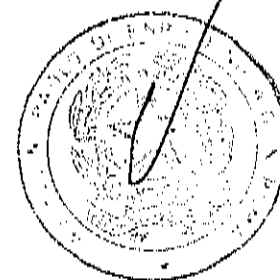
*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

De

82352/156

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina d.o.o. Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	788.579,55	LNG Shipping SpA Eni Gas & Power NV	99,99 [...]	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Francia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Gas & Power NV	Vilvoorde (Belgio)	Belgio	EUR	31.925.264	Eni SpA Eni International BV	99,99 [...]	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Wind Belgium NV	Vilvoorde (Belgio)	Belgio	EUR	5.494.500	Eni Gas & Power NV Eni International BV	99,77 0,23	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transunisien SA - Sargaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA Eni Gas & Power NV Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz Gáza Kft (in liquidazione)	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Gáz Földgázszolgáltató Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	62.066.000	Tigáz Zrt	100,00	98,99	C.I.
Tigáz Tízszázötven Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.486.070.500	Eni SpA Soci Terzi	98,99 1,01	98,99	C.I.



(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese controllate

82352/154

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio AgipGas Sabina (in liquidazione)	Cittaducale (RI)	Italia	EUR	5.160	Eni Fuel SpA	100,00		Co.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA (ex Eni Rete oil&nonoil SpA)	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

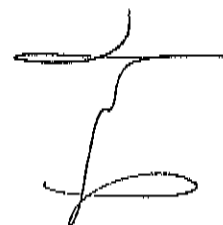
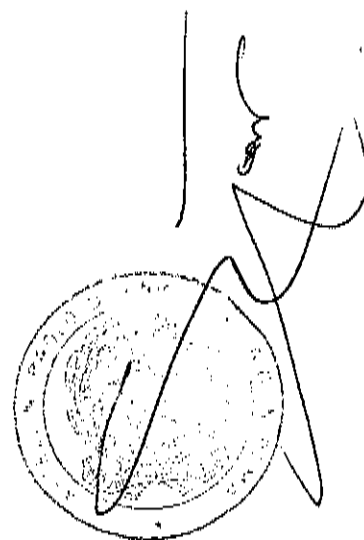
All'estero

Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esaccontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnosesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.

*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

82352/458

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00	P.N.
ODD "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99	P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (-)	P.N.


(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese controllate

82352/759

Chimica

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

In Italia

Consorzio Industriale Gas Naturale (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo ScpA	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.
------------------------------------------------------	--------------------------	--------	-----	---------	-----------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------	--	------

All'estero

Dunastyr Pollasztolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA Versalis SpA	96,34 1,83 1,83 100,00	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd (in liquidazione)	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	CDF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France Versalis International SA	59,00 23,71 14,43 2,86 100,00	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Pacific Trading Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Lyndhurst, Hampshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Me

82352/760

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,65 0,35	99,65	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Servizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.422.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,83	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	2.474.225.632	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Designated Activity Company (ex Eni Insurance Ltd)	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrato, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese controllate

82 352 / 761

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹⁾
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.842,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.000,000	Eni SpA	100,00		Co.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Syndial Servizi Ambientali SpA (ex Syndial SpA - Attività Diversificate)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	422.269.480,70	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

All'estero

Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
-----------------------	---------------------	----------	-----	-----------	-------------	--------	--	------

¹⁾ C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

82352/762

Imprese a controllo congiunto e collegate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni East Africa SpA ⁽¹⁾	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	71,43 28,57	71,43	J.O.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ⁽¹⁾	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.

All'estero

Agiba Petroleum Co ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	11.277.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sârl ⁽¹⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limited ⁽¹⁾	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
CARDÓN IV SA ⁽¹⁾	(Venezuela)	Venezuela	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanaya Petroleum Co ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obalyed Petroleum Company ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ⁽¹⁾ (In liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	Canada	CAD	0,10	Unimar Llc	100,00		
Fedynskmorneftegaz Sârl ⁽¹⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
InAgip d.o.o ⁽¹⁾	Zagabria (Croazia)	Croazia	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	36,00 64,00		P.N.
Khalaej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Lic	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

ne

Imprese a controllo congiunto e collegate

82352/763

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹⁾
Lic "Westgasinvest" ⁽¹⁾	Lviv (Ucraina)	Ucraina	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold, BV	50,01		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	49,99		
Mellitah Oil & Gas BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	leoc Production BV	25,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoca	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	75,00		
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni North Africa BV	50,00		Co.
North El Burg Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	50,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV	37,50		Co.
PetroBicentenario SA ⁽¹⁾	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	410.500.000	Soci Terzi	62,50		
PetroJunin SA ⁽¹⁾	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.591.100.000	leoc Exploration BV	30,00		Co.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	220.300.000	Soci Terzi	70,00		
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA	25,00		Co.
Port Said Petroleum Co ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	75,00		
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV	50,00		Co.
Ras Oattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	50,00		
Rovuma Basin LNG Land Limited ⁽¹⁾	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	leoc Production BV	22,50		Co.
Shatekhnorneftegaz Sarl ⁽¹⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Soci Terzi	77,50		
Shorouk Petroleum Company ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV	37,50		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Soci Terzi	62,50		
Société Italo Tunisienne	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni East Africa SpA	33,33		Co.
L'Exploitation Pétrolière SA ⁽¹⁾	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Soci Terzi	66,67		
odeps - Société de Développement	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Energy Russia BV	33,33		P.N.
t d'Exploitation du Permès du Sud SA ⁽¹⁾	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Soci Terzi	66,67		
apco Petrol Boru Hatti Sanayi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	7.850.000	leoc Production BV	50,00		Co.
o Ticaret AS ⁽¹⁾	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	7.850.000	Soci Terzi	50,00		
ecninco Engineering	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	Eni International BV	50,00		P.N.
ontractors Llp ⁽¹⁾	(Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	Soci Terzi	50,00		
hekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Tecnomare SpA	49,00		P.N.
nimar Lic ⁽¹⁾	Houston (USA)	USA	USD	0 ⁽²⁾	Soci Terzi	51,00		
nited Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	285.000.000	leoc Exploration BV	25,00		Co.
IC CBM Ltd ⁽¹⁾	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Soci Terzi	75,00		
rginia Indonesia Co CBM Ltd ⁽¹⁾	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc	50,00		P.N.
rginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Soci Terzi	50,00		P.N.
rginia International Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Eni Lasmo Plc	50,00		P.N.
est Ashrafi Petroleum Co ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	50,00		
liquidazione)	(Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV	50,00		Co.
stah Noumbi Ltd	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	100	Soci Terzi	37,00		Co.
					Burrn En. Congo Ltd	37,00		
					Soci Terzi	63,00		

C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

¹⁾ L'impresa è a controllo congiunto.

Azienda senza valore nominale.

[Handwritten signature]

82352/766

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Marlconbult SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Transmed SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA (ex Eterla Parohis Aelou Thessalonikis AE) ^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	266.309.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagi	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†)(19)}	St. Heller (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyongkezelő Részvénytársaság ^(†)	Tatabánya (Ungheria)	Ungheria	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas SA ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(19) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Imprese a controllo congiunto e collegate

82352/765

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹⁾
Arezzo Gas SpA⁽¹⁾	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA⁽¹⁾	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA⁽¹⁾	Ravenna	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petrolig Srl⁽¹⁾	Genova	Italia	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Petroven Srl⁽¹⁾	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA⁽¹⁾	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
SeaPad SpA⁽¹⁾	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Servizi Milazzo Srl⁽¹⁾	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.
Ilgea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Termica Milazzo Srl⁽¹⁾	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.

¹⁾ C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.²⁾ L'impresa è a controllo congiunto.

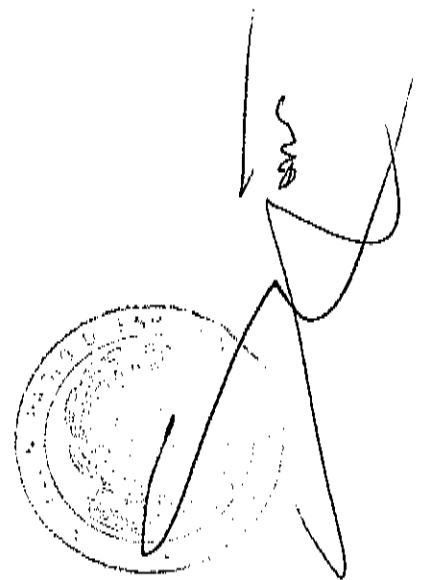
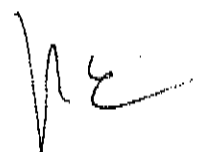
82352/766

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AET - Raffineriebetalligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernol Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburol SA ^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Itasing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.098.752,57	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralölh. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tromblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,84	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(†) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00



Imprese a controllo congiunto e collegate

82352 /767

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Brindisi Servizi Generali Scrl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA^(†)	Novara	Italia	EUR	500.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	80,00 20,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Prilolo Servizi ScpA	Metilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,16 4,38 62,46		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scrl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

All'estero

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	192.000.010.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
-------------------------------------------------------	--------------------------	---------------	-----	-----------------	----------------------------	----------------	--	------

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

De

82352/168

Corporate e Altre attività

Altre attività

In Italia

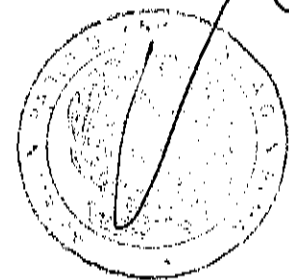
Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo SpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Salpem SpA ^(*) (†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(b) 0,70 68,76		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo:	Syndial SpA	48,00
	Soci Terzi	52,00
(b) Quota di Controllo:	Eni SpA	30,76
	Soci Terzi	69,24



P.4

Altre partecipazioni rilevanti

82352 / 769

Vidre: 10-11-2014-12-2014 (01/11/2014)

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	Co.

All'estero

Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	20,48 79,52	Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	845.104.523,19	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	Co.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	Co.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sarl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Petrolera Gürla SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&F Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	Co.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

82352/770

Gas & Power

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre partecipazioni rilevanti

82.352 / 771

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ¹⁾
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	13,27 86,73	Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

All'estero

BFS Berlin Fueling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	145.758	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.029.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.195,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	Co.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	23	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
TAR - Tankanlage Ruemling AG	Ruemling (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	Co.
Yema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	Co.

¹⁾ C.I. = consolidamento integrato, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.^{a)} Azioni senza valore nominale.⁽¹⁴⁾ La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Altre partecipazioni rilevanti

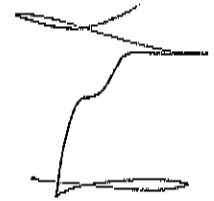
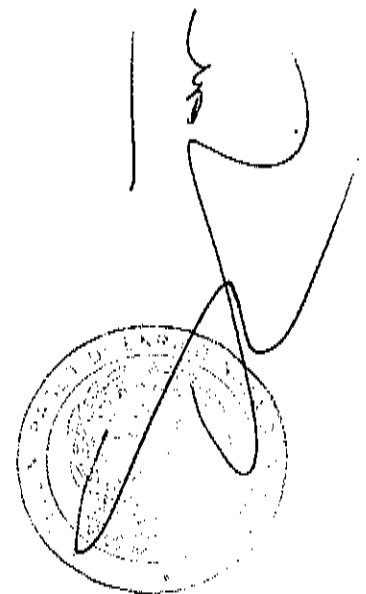
82352/172

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 ^(a) 0,78 89,22	Co.
Mip Politecnico di Milano - Graduate School of Business SpA	Milano	Italia	EUR	150.000	Eni Corporate U.S.pA Soci Terzi	10,67 89,33	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

a) Quota di Controllo: Eni SpA 10,08
Soci Terzi 89,92


Variazioni dell'area di consolidamento
verificatesi nell'esercizio

82 352 / 773

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Continuing Operations

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 5)

Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Isatay BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Maroc BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware	Chimica	Sopravvenuta rilevanza

Imprese escluse (n. 11)

ACAM Cilenti SpA	La Spezia	Gas & Power	Fusione
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	Refining & Marketing	Fusione
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Fusione
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino	Exploration & Production	Fusione
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd (in liquidazione)	Shanghai	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Hungaria Zrt	Budaörs	Refining & Marketing	Cessione
Eni Middle East Ltd	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Papalang Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Popodi Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Slovenija doo	Lubiana	Refining & Marketing	Cessione
Eni South Salawati Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione

Imprese consolidate joint operation

Imprese incluse (n. 1)

Termica Milazzo Srl	Milazzo	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo congiunto
----------------------------	----------------	---------------------------------	---------------------------------------------

Handwritten signature

Variazioni dell'area di consolidamento
verificatesi nell'esercizio

82352 / 174

Discontinued Operations

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese escluse (n. 62)

Salpem SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Danuke Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Smacemex Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
SnamprogettiChiyoda SAS di Salpem SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Boscongo SA	Pointe-Noire	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Global Petroprojects Services AG	Zurigo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Moss Maritime AS	Lysaker	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Moss Maritime Inc	Houston	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
North Caspian Service Co Llp	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Petrex SA	Iquitos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Professional Training Center Llc	Karakiyay	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
PT Salpem Indonesia	Jakarta	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salgut SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Limitada	Maputo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salmexicana SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem America Inc	Wilmington	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Australia Pty Ltd	West Perth	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Canada Inc	Montréal	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Contracting Algeria SpA	Algeri	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Contracting Netherlands BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Contracting PREP SA	Panama	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Drilling Co Private Ltd	Mumbai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Drilling Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Finance International BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem India Projects Private Ltd	Chennai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Ingeniería y Construcciones SLU	Madrid	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem International BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Libya Llc - S.A.L.I.CO. Llc	Tripoli	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Ltd	Kingston Upon Thames - Surrey	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Luxembourg SA	Lussemburgo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	Lussemburgo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

Variazioni dell'area di consolidamento
verificatesi nell'esercizio

82 352 / 775

Salpem Miar for Petroleum Services SAE	Port Said	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Nigeria) Ltd	Lagos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Norge AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Offshore Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Canical	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem SA	Montigny-Le-Brettonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Services México SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Singapore Pte Ltd	Singapore	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Salpem Ukraine Llc (in liquidazione)	Kiev	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saudi Arabian Salpem Ltd	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sigurd Ruck AG	Zurigo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Ltd (in liquidazione)	Londra	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Brettonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
sofresid SA	Montigny-Le-Brettonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ionsub International Pty Ltd	Sydney	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

mprese consolidate joint operation

mprese escluse (n. 2)

hip Recycling Scarl	Genova	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ipon Snc	Montigny-Le-Brettonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

82 352 / 176

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2016

ACAM Clienti SpA – La Spezia

L'Assemblea del 18 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €13.390,54 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. Il Consiglio di Amministrazione di Acam Clienti SpA nell'adunanza del 4 aprile 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 7 aprile 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Acam Clienti SpA in Eni. Il Consiglio di Amministrazione di Acam Clienti SpA nell'adunanza del 25 luglio 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 28 luglio 2016, hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 21 novembre 2016, con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2016, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016.

Adriaplin doo – Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 19 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €3.074.719,07 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €1.000.000, portando a nuovo l'utile residuo di €1.920.983,12. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €510.000, in data 22 settembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €6.608.036,85, pari al 51% del capitale sociale di €12.956.935.

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

L'Assemblea del 27 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.779.926 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva per copertura perdite. L'Assemblea del 17 ottobre 2016 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2016 che chiude con la perdita di €1.874.133 e ha deliberato la ricapitalizzazione della società, tramite aumento della riserva per copertura perdite, per €4.300.000 mediante versamento dell'azionista di pari importo. In pari data, Eni ha versato la somma di €4.300.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) – Pomezia

L'Assemblea del 7 ottobre 2016 ha approvato il bilancio finale di liquidazione, che chiude con l'utile di €38.171, e il piano di riparto con l'assegnazione ai Consorziati di disponibilità bancarie di €342.881 e di un credito di imposta di €27.478. Eni ha incassato €293.485 in data 8 novembre 2016.

L'impresa risulta cancellata alla data del 10 novembre 2016.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €67.150.863, di cui €3.516.982 derivanti dall'applicazione degli IFRS 11, e ha deliberato di distribuire un dividendo di €87.000.000, pari a €0,87 per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per €23.366.119. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €37.000.000, in data 20 maggio 2016, una seconda tranche pari a €25.000.000 in data 20 settembre 2016 ed una terza tranche, pari a €25.000.000, in data 20 dicembre 2016. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA – Roma

L'Assemblea dell'8 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €4.075.130,79 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €3.947.884,56, pari a €0,024 per azione, e di destinare alla riserva disponibile l'utile residuo di €127.246,23. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.933.649,99 in data 25 aprile 2016. In data 21 giugno 2016, Eni ha acquistato n. 12.621 azioni del valore nominale di €0,52, pari allo 0,008% del capitale sociale, per un corrispettivo di €15.420,72. In data 21 dicembre 2016, Eni ha acquistato n. 126 azioni del valore nominale di €0,52, pari allo 0,0001% del capitale sociale, per un corrispettivo di €153,95. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 163.902.083 azioni a n. 163.914.830 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 99,64719% del capitale sociale di €85.537.498,80.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €264.628.425,79 e ha deliberato di coprire la perdita tramite l'utilizzo integrale della riserva copertura perdite future di €10.049.717,49, l'utilizzo integrale della riserva in conto

82352/111

capitale di €158.000.000, l'azzeramento del capitale sociale di €20.200.000 e il versamento in denaro a copertura delle residue perdite di €76.378.708,30. L'Assemblea ha altresì deliberato la ricostituzione del capitale sociale all'importo originario di €20.200.000 e la costituzione di una riserva in conto capitale di €200.421.291,70 mediante versamento in denaro. In pari data, Eni ha versato la somma di €297.000.000. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 4 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €82.060,27 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €4.103,01, di distribuire un dividendo di €40.000, pari a €0,01 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €37.957,26. Eni ha incassato il dividendo in data 28 aprile 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 1° aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di \$313.822.874,61 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di \$15.691.143,73, di distribuire un dividendo di \$124.475.789,52, pari a \$17,91 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di \$28.794,80 e portando a nuovo l'utile residuo di \$173.684.736,16. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$41.839.568,91 in data 1° aprile 2016. L'Assemblea ha altresì deliberato la riduzione del capitale sociale da \$3.475.036.000 a \$2.474.225.632, tramite la riduzione del valore nominale di ciascuna delle 6.950.072 azioni da \$500 a \$356, con rimborso agli azionisti in proporzione del numero di azioni della società da essi posseduto. Eni ha incassato la quota di propria spettanza, pari a \$336.398.544,00, in data 20 giugno 2016. L'Assemblea del 15 dicembre 2016 ha deliberato di distribuire un dividendo di \$124.197.786,64, pari a \$17,87 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$41.746.124,87 in data 15 dicembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di \$356, pari al 33,61262% del capitale sociale di \$2.474.225.632.

Eni Fuel Centrosud SpA – Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €3.069.840 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €2.916.348, pari a €0,138873 per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 12 maggio 2016. Il Consiglio di Amministrazione della Eni Fuel Centrosud SpA nell'adunanza del 1° marzo 2016 e il Consiglio di Amministrazione della Eni Rete Oil&Nonoil SpA nell'adunanza del 24 febbraio 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Eni Fuel Centrosud SpA nella Eni Rete Oil&Nonoil SpA, società interamente controllate da Eni. Le Assemblee delle società tenutesi entrambe il 13 aprile 2016 hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 settembre 2016, con efficacia giuridica ed effetti contabili e fiscali dal 1° ottobre 2016.

Eni Fuel Nord SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €1.229.408 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €10.764.609, pari a €1,1132 per azione, utilizzando allo scopo la riserva sovrapprezzo azioni per €7790.575 e utili portati a nuovo per €2.974.034. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2016. Il Consiglio di Amministrazione della Eni Fuel Nord SpA nell'adunanza del 29 febbraio 2016 e il Consiglio di Amministrazione della Eni Rete Oil&Nonoil SpA nell'adunanza del 24 febbraio 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Eni Fuel Nord SpA nella Eni Rete Oil&Nonoil SpA, società interamente controllate da Eni. Le Assemblee delle società, tenutesi entrambe il 13 aprile 2016, hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 settembre 2016, con efficacia giuridica ed effetti contabili e fiscali dal 1° ottobre 2016.

Eni Fuel SpA (ex Eni Rete Oil&Nonoil SpA) – Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €279.171 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €1.000.000, pari a €0,03639 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva di utili portati a nuovo per €734.787. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2016. Il Consiglio di Amministrazione della Eni Rete Oil&Nonoil SpA nell'adunanza del 24 febbraio 2016 e il Consiglio di Amministrazione della Eni Fuel Nord SpA nell'adunanza del 29 febbraio 2016 e della Eni Fuel Centrosud SpA nell'adunanza del 1° marzo 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Eni Fuel Nord SpA e della Eni Fuel Centrosud SpA nella Eni Rete Oil&Nonoil SpA, società interamente controllate da Eni. Le Assemblee delle società, tenutesi il 13 aprile 2016, hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 settembre 2016, con efficacia giuridica ed effetti contabili e fiscali dal 1° ottobre 2016. L'Assemblea del 1° luglio 2016 della Eni Rete Oil&Nonoil SpA ha deliberato di aumentare il capitale sociale di €794.310 mediante l'emissione di n. 794.310 nuove azioni del valore nominale di €1, da liberarsi mediante conferimento in natura da parte di Eni del ramo d'azienda "enjoy". L'atto di conferimento è stato stipulato in data 15 settembre 2016 con effetto dalla data di efficacia della fusione. In data 1° ottobre 2016, con l'efficacia della fusione e del conferimento del ramo "enjoy", il capitale sociale della società è aumentato da €27.480.000 a €58.944.310 e la denominazione sociale della società è stata modificata in "Eni smart consumer SpA". L'Assemblea del 1° ottobre 2016 ha deliberato la modifica della denominazione sociale in "Eni Fuel SpA", con efficacia contestuale alla data dell'Assemblea.

[Handwritten signature]

82352/118

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 27.480.000 azioni a n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni Gas e Luce SpA (ex Eni Medio Oriente SpA) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 4 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €191.805,78 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea del 3 agosto 2016 ha approvato la modifica della denominazione sociale in Eni Gas e Luce SpA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 6.655.992 azioni, del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.655.992.

Eni Gas & Power NV – Vilvoorde (Belgio)

L'Assemblea del 20 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €19.756.684 e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €940.794, il riporto a nuovo per €18.815.890. L'Assemblea del 10 maggio 2016 ha deliberato la modifica della sede sociale da Bruxelles a Vilvoorde con decorrenza 29 maggio 2016. L'Assemblea del 22 dicembre 2016 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di €17.875.095,64. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €17.875.073,10 in data 28 dicembre 2016. L'Assemblea ha altresì deliberato la riduzione del capitale sociale da €413.248.823,14 a €31.925.264 senza riduzione del numero delle azioni e la riduzione delle riserve legali di €27.579.945. Eni incasserà entrambi gli importi nel 2017, decorsi due mesi dalla pubblicazione della delibera per la riduzione del capitale sociale sulla "Belgisch Staatsblad" (Gazzetta Ufficiale belga).

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 792.876 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99987% del capitale sociale di €31.925.264.

Eni Gas Transport Services Srl – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €48.486,74 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €46.100, portando a nuovo l'utile residuo di €9,90. Eni ha incassato il dividendo in data 6 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €120.000, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Designated Activity Company (ex Eni Insurance Ltd) – Dublino (Irlanda)

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €95.051.219,14 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €400.000.000, pari a €4 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €306.662.080,70 e portando a nuovo l'utile residuo di €1.713.299,84. Eni ha incassato il dividendo in data 20 aprile 2016. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €100.000.000 a €500.000.000, mediante l'emissione di n. 400.000.000 nuove azioni del valore nominale di €1. In data 20 aprile 2016, Eni ha versato la somma di €400.000.000. L'Assemblea ha inoltre deliberato la conversione e la registrazione della società come "designated activity company limited by share", in base all'articolo 56(1) del "Companies Act 2014", e la contestuale modifica della denominazione sociale in "Eni Insurance Designated Activity Company".

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 100.000.000 azioni a n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

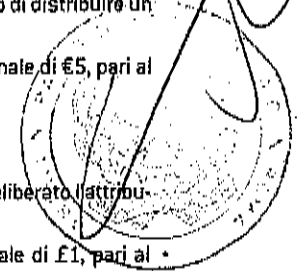
L'Assemblea del 9 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di \$1.943.571 migliaia e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva sovrapprezzo azioni. L'Assemblea del 7 giugno 2016 ha deliberato un aumento del capitale proprio di \$3.450.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. In data 9 giugno 2016, Eni ha versato la somma di \$3.450.000 migliaia. L'Assemblea ha altresì deliberato di distribuire un dividendo di \$3.450.000 migliaia. Eni ha incassato il dividendo in data 9 giugno 2016. L'Assemblea del 13 dicembre 2016 ha deliberato un aumento del capitale proprio di \$2.700.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. In data 15 dicembre 2016, Eni ha versato la somma di \$2.700.000 migliaia. L'Assemblea ha inoltre deliberato di distribuire un dividendo di \$2.700.000 migliaia. Eni ha incassato il dividendo in data 15 dicembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 4 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di £4.054.308 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.



he

82352 / 779

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 4 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di \$41.369.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 30 novembre 2016 ha deliberato la restituzione all'azionista di maggioranza Eni di una quota delle riserve in conto capitale precedentemente versate pari a \$750.000.000. In pari data, Eni ha incassato la somma \$750.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela

L'Assemblea del 21 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €53.634.831,27 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €3.470.082,05 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese

In data 20 dicembre 2016 è stata costituita la società Eni New Energy SpA con un capitale sociale di €5.000.000, rappresentato da n. 5.000 azioni prive di indicazione del valore nominale. In data 16 dicembre 2016, Eni ha versato la somma di €5.000.000 a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale di €5.000.000.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2016 è rappresentata da n. 5.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €5.000.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)

L'Assemblea del 24 febbraio 2016 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$170.000.000 mediante versamento pro quota degli azionisti. In data 26 febbraio 2016 Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$108.556.832,69.

L'Assemblea del 9 marzo 2016 ha approvato l'incremento della riserva in conto capitale di ulteriori \$400.000.000 mediante versamento pro quota degli azionisti. In data 11 marzo 2016 Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$255.427.841,63.

L'Assemblea del 9 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di \$1.168.673.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di \$50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di \$156.600.000.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €95.415.269,76 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €90.620.498,72, pari a €0,0959 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €24.007,55. Eni ha incassato il dividendo in data 29 aprile 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 6 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €623.899,05 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva di utili portati a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.220.151,07 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

L'Assemblea del 22 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €5.135.640,10 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

00352/180

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 56.875.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 94,7338% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €14.126.633,02 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale di €25.000.000. In pari data, Eni ha versato €25.000.000. In data 6 giugno 2016 la società ha richiamato la seconda e ultima tranche di €24.000.000 della riserva copertura perdite future deliberata il 18 aprile 2014. In data 6 giugno, Eni ha versato €24.000.000. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA (in liquidazione) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2016 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €300.414 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva in conto capitale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Floater SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €12.883.115,34 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €32.019.200, pari a €0,16 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €19.136.084,66. Eni ha incassato il dividendo in data 10 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.509.341 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 18.331 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €18.331.000.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €30.489.488,47 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo degli utili a nuovo per €3.386,06, l'utilizzo della riserva per apporti in conto capitale per €45.322,89, l'utilizzo della riserva per sovrapprezzo azioni per €30.440.779,52. L'Assemblea ha altresì deliberato di trasferire il residuo della riserva sovrapprezzo azioni di €13.350.493,30 a riserva legale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela

L'Assemblea dell'11 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €178.844.872,58 e ha deliberato di coprire la perdita mediante la riduzione del capitale sociale di €15.000.000, l'utilizzo della riserva per copertura perdite di €159.016.246,27, l'utilizzo degli utili di esercizi precedenti di €259.799,41 e il versamento da parte dell'azionista di €142.000.000, impiegati per la copertura della perdita residua di €4.568.826,90, la ricostituzione del capitale sociale di €15.000.000 e la costituzione di una riserva per copertura perdite di €122.431.173,10. In data 11 aprile 2016, Eni ha versato la somma di €142.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €2.639.447,74 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva di utili portati a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €93.025 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

he

82352/781

Società Adriatica Idrocarburi SpA – San Giovanni Teatino (CH)

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €39.559.104,20 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva sovrapprezzo azioni. Il Consiglio di Amministrazione di Società Adriatica Idrocarburi SpA nell'adunanza del 5 aprile 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 7 aprile 2016 hanno approvato il progetto di fusione della società interamente controllata Società Adriatica Idrocarburi SpA in Eni. Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 25 maggio 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 26 maggio 2016 hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 26 settembre 2016, con efficacia giuridica dal 1° ottobre 2016, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016.

Società Petroli Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €2.461.648,46 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,33, pari al 99,96413% del capitale sociale di €24.103.200.

Syndial Servizi Ambientali SpA (ex Syndial SpA – Attività Diversificate) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €284.104.348,71 e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale da €421.947.684,55 a €137.843.335,84. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €137.843.335,84 a €422.269.480,70 mediante l'emissione di n. 198.899.402 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 14 aprile 2016, Eni ha sottoscritto n. 198.898.930 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato € 284.425.469,90. In data 20 maggio 2016, Eni ha sottoscritto n. 466 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €666,38. L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha inoltre deliberato di modificare la denominazione sociale della società in "Syndial Servizi Ambientali SpA", mantenendo invariata la forma abbreviata "Syndial SpA".

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 198.898.930 azioni a n. 397.798.326 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99988% del capitale sociale di € 422.269.480,70.

Tecnomare – Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA – Venezia

L'Assemblea del 12 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €5.751.967,08 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €5.748.000, pari a €14,37 per azione, portando a nuovo l'utile residuo per €3.967,08. Eni ha incassato il dividendo in data 29 settembre 2016. L'Assemblea del 10 novembre 2016 ha deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale per €55.000.000. In data 22 dicembre 2016 Eni ha versato la somma di €55.000.000. L'Assemblea del 12 dicembre 2016 ha deliberato la modifica della denominazione sociale in "EniProgetti SpA", con efficacia dal 1° gennaio 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajdusoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 19 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con una perdita di 1.583.000.000 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo. In data 23 giugno 2016, a seguito dell'iscrizione nel Registro delle imprese Ungherese sono divenuti effettivi gli esiti della delibera Assembleare del 3 novembre 2015 relativa all'aumento di capitale di 8.486.070.500 fiorini ungheresi, di cui 4.243.035.250 fiorini ungheresi a titolo di sovrapprezzo azioni di. In data 8 giugno 2016, Eni ha versato la somma di 8.481.612.500 fiorini ungheresi, di cui 4.240.806.250 fiorini ungheresi a titolo di sovrapprezzo, per la sottoscrizione di n. 16.963.225 azioni ordinarie di nuova emissione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 16.638.913 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi a n. 33.602.138 azioni del valore nominale di 250 fiorini ungheresi, pari al 98,99204% del capitale sociale di 8.486.070.500 fiorini ungheresi.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €79.383.586,54 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €79.383.204, pari a €722,98 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €211,26 e portando a nuovo l'utile residuo di €593,80. Eni ha incassato il dividendo in data 26 aprile 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 29 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.228.879.157 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea dell'8 giugno 2016 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 marzo 2016 che chiude con la perdita di

Me

82352 | 182

€31.737.194, che sommata alla perdita relativa all'esercizio 2015 di €1.228.879.157, ammonta complessivamente a €1.260.616.351. L'Assemblea, preso atto dell'avvenuta rinuncia da parte di Eni SpA alla restituzione di crediti finanziari concessi alla Versalis SpA per un ammontare pari a €1.072.006.351,00, e preso altresì atto che, ai sensi dell'art. 88 comma 4-bis del D.P.R. 917/1986, l'importo del credito oggetto di rinuncia corrisponde al suo valore fiscale, ha deliberato di coprire la perdita complessiva di €1.260.616.351, quanto a €1.072.006.351,00 mediante utilizzo per pari importo della riserva generatasi a seguito della rinuncia ai suddetti crediti, e quanto ai residui €188.610.000,00 mediante riduzione proporzionale del capitale sociale da €1.553.400.000 a €1.364.790.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 1.553.400.000 azioni a n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2016

Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE – Larissa (Grecia)

L'Assemblea del 31 marzo 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €10.535.552,66, e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e a riserva straordinaria, di distribuire un dividendo di €9.976.284,54. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.888.379,43 in data 29 aprile 2016. L'Assemblea del 30 agosto 2016, in relazione al processo di liberalizzazione del mercato del gas in Grecia, ha approvato il conferimento del ramo d'azienda inerente l'attività di vendita gas alla Thessaloniki-Thessaly Gas Supply Company S.A. L'operazione di conferimento è divenuta efficace in data 30 dicembre 2016 a seguito dell'approvazione della Camera di Commercio greca. L'Assemblea del 17 novembre 2016 ha approvato la fusione per incorporazione nella società Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A., con efficacia 30 dicembre 2016.

Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly S.A. (ex Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE) – Ampelokipi-Menemeni (Grecia)

L'Assemblea del 31 marzo 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di € 21.876.673,79, e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di € 20.721.700,10. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di € 10.153.633,05 in data 29 aprile 2016. L'Assemblea del 30 agosto 2016, in relazione al processo di liberalizzazione del mercato del gas in Grecia, ha approvato il conferimento del ramo d'azienda inerente l'attività di vendita gas alla Thessaloniki-Thessaly Gas Supply Company S.A. L'operazione di conferimento è divenuta efficace in data 30 dicembre 2016 a seguito dell'approvazione della Camera di Commercio greca. L'Assemblea del 17 novembre 2016 ha approvato la modifica della denominazione sociale in Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A. e ha altresì deliberato la fusione per incorporazione della società Eteria Parohis Aeriou Thessalia AE, con efficacia 30 dicembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015, è variata da n. 94.839.500 azioni a n. 130.491.508 azioni del valore nominale di € 1, pari al 49% del capitale sociale di € 266.309.200.

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 28 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €308.549,49 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €354.000, pari a €177 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €45.450,51. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €177.000 in data 24 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Saipem SpA – San Donato Milanese

In data 22 gennaio 2016, Eni ha ceduto n. 55.176.364 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 12,503% del capitale sociale di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA, per un corrispettivo di €463.238.681,60. Nel mese di febbraio 2016, si è perfezionato l'aumento di capitale di Saipem SpA di circa €3,5 miliardi, deliberato con assemblea del 2 dicembre 2015. In data 11 febbraio 2016, Eni ha sottoscritto n. 2.953.432.746 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €1.069.142.654,05. L'Assemblea del 29 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €126.555.266,87 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva da sovrapprezzo azioni per €54.909.005,94, della riserva da operazioni under common control per €18.253.019,98, della riserva utili su cambi "ex art. 2426 bis c.c." per €4.856.975,48, della riserva da fair value piani di incentivazione per €13.486.742,37 e della riserva per avanzo di fusione per €35.049.523,10.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 189.423.307 a n. 3.087.679.689 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 27 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €442.877,33 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

82352 / 483

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 28 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €9.001.867,53 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva non distribuibile ai sensi dell'art. 2426 – 8 bis del codice civile di €220.430, di distribuire un dividendo di €22.500.000, pari a €93,75 per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di €13.498.132,47. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €11.250.000 in data 23 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Heller (Channel Islands)

L'Assemblea del 13 luglio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di \$21.419.359, e ha deliberato, previa copertura delle perdite portate a nuovo degli esercizi precedenti di \$8.206.813, di distribuire un dividendo di \$13.196.800, pari a \$12,80 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di \$15.746. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$6.598.400 in data 19 luglio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 15 giugno 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €84.926.824,67 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato la copertura delle perdite di €84.926.824,67 mediante l'utilizzo delle riserve disponibili.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60 pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

Imprese joint operation al 31 dicembre 2016**Eni East Africa SpA – San Donato Milanese**

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €50.257.228,82 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva in conto capitale. Il Consiglio di Amministrazione del 24 giugno 2016 ha approvato la costituzione di un Patrimonio Destinato ad uno specifico affare denominato "Operatorship" con versamento da parte della sola Eni di un fondo di dotazione pari a €100.000. Eni ha versato la somma di €100.000 in data 1° luglio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 14.285.714 azioni del valore nominale di €1, pari al 71,42857% del capitale sociale di €20.000.000.

Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 Aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €5.618.381,61 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €6.170.000, pari a €2 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €551.618,39. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.319.000 in data 11 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 29 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

ne

82352/186

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2016 (€ migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	9.800
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	132
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi ⁽¹⁾	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	1.293
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo ⁽²⁾ ii) Rete del revisore della capogruppo ⁽³⁾	i) Società controllate ii) Società controllate	3.227 8.037
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ⁽⁴⁾ ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	76 161
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 0
Altri servizi ⁽⁵⁾	Revisore della capogruppo Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	175 406
Totale			23.307

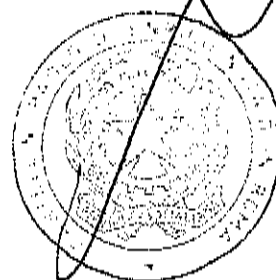
(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo da EY SpA sono relativi principalmente all'emissione negative assurance su relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi, al supporto all'identificazione delle aree di intervento per migliorare la qualità ed affidabilità dei dati ambientali oggetto di monitoraggio e reporting di Eni R&M e alla revisione del bilancio di sostenibilità.

(2) Di cui €99 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

(3) Di cui €84 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

(4) Di cui €0,5 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto - joint operation.

(5) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate da EY SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui raddoppi dei costi.



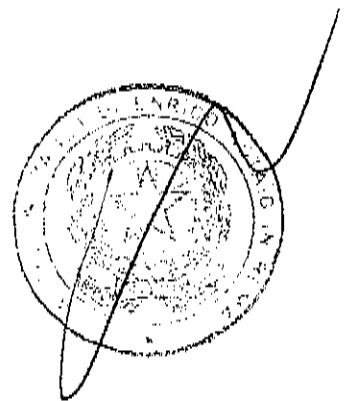
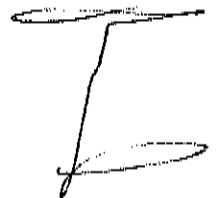
PAGINA ANNULLATA

82352/185

ALL. "E"
ROGITO 22540

Relazione sulla Remunerazione 2017

Approvata dal Consiglio di Amministrazione del 28 febbraio 2017



82352 (786)

5	Lettera del Presidente del Compensation Committee
6	Premessa
7	Executive Summary
9	Politica sulla Remunerazione 2017
10	Indicatori di Sintesi
12	Sezione I - Politica sulla Remunerazione 2017
12	La Governance del processo di remunerazione
12	Organi e soggetti coinvolti
12	Compensation Committee Eni
15	Iter di approvazione della Politica sulla Remunerazione 2017
15	Attività di engagement sulla Politica di remunerazione
15	Finalità e principi generali della Politica sulla Remunerazione
15	Finalità
16	Principi Generali
17	Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2017
17	Politiche per gli Amministratori nel Mandato 2017-2020
17	Riferimento di Mercato e Peer Group
18	Presidente del Consiglio di Amministrazione
18	Amministratori non esecutivi
18	Amministratore Delegato e Direttore Generale
21	Politiche per gli Amministratori nel Mandato 2014-2017
22	Politiche 2017 per i Dirigenti con responsabilità strategiche
24	Sezione II - Compensi e altre informazioni
24	Attuazione politiche retributive 2016
24	Consuntivazione performance dei Piani di Incentivazione Variabile
25	Compensi corrisposti agli Amministratori
25	Compensi corrisposti ai Dirigenti con responsabilità strategiche
27	Compensi corrisposti nell'esercizio 2016
27	Tabella 1 - Compensi corrisposti agli Amministratori, ai Sindaci, all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche
30	Tabella 2 - Piani di incentivazione monetaria a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche
31	Partecipazioni detenute
31	Tabella 3 - Partecipazioni detenute dagli Amministratori, dai Sindaci, dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale e dagli altri Dirigenti con responsabilità strategiche
32	Allegato ai sensi dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti Consob - Attuazione 2016 del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine (IMLT) 2014-2016
32	Tabella n. 1 dello schema 7 dell'Allegato 3A del Regolamento n. 11971/1999

82352/787

Lettera del Presidente del Compensation Committee



Pietro Guindani

Presidente del Compensation Committee

Signori azionisti,

Il 2016 è stato un anno particolarmente significativo per il Compensation Committee, impegnato a consolidare l'attuazione delle politiche programmate all'inizio della propria attività e a definire le proposte per il prossimo mandato consiliare.

La prima parte dell'anno è stata incentrata sulla consuntivazione dei risultati di performance 2015 e sulla definizione degli obiettivi per il 2016. In coerenza con la strategia promossa dall'inizio del corrente mandato, di crescita nel core business Oil & Gas, il Comitato ha proposto l'introduzione, ai fini dell'incentivazione annuale 2016, di un parametro relativo alle risorse esplorative, in quanto fondamentali per la sostenibilità futura dei risultati della Società.

Nella seconda parte dell'anno è stato avviato l'esame delle linee guida di Politica sulla Remunerazione 2017, ad esito di approfondite istruttorie sull'evoluzione del contesto normativo di riferimento, e in particolare sull'abrogazione dei vincoli normativi alla determinazione dei compensi degli amministratori delle società quotate a controllo pubblico, nonché sulle prassi di mercato applicate in ambito nazionale e internazionale, attraverso l'aggiornamento dei benchmark retributivi utilizzati e il monitoraggio delle best practice applicate nella definizione e rappresentazione delle politiche di remunerazione.

Nello svolgimento delle proprie funzioni il Comitato ha mantenuto una costante attenzione al dialogo con il mercato attraverso la promozione, con il supporto delle competenti funzioni aziendali, di cicli di incontri strutturati con gli investitori istituzionali e con i principali proxy advisor. Nel corso di tali incontri, sono stati esaminati i feedback ricevuti sulla Relazione presentata in Assemblea nel 2016 e le attese degli azionisti per il futuro, verificandosi un riscontro positivo sull'ipotesi di introdurre lo strumen-

to azionario nei piani di lungo termine, come già anticipato nella Relazione 2016.

Le Linee Guida di Politica retributiva per il mandato 2017-2020 prevedono pertanto l'adozione di un sistema di incentivazione variabile basato su un'architettura semplificata (due piani anziché tre) nonché l'introduzione di un nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria, al fine di rafforzare nel management la cultura della gestione del rischio d'impresa. Il nuovo Piano di lungo termine mantiene obiettivi coerenti alle attese del mercato (TSR) e al profilo industriale e ciclo di business della società (NPV delle riserve certe), misurati in rapporto alle performance di un gruppo di peers internazionali, in un arco triennale di vesting. Tale Piano, nell'ambito della revisione complessiva del sistema di incentivazione variabile, rappresenta il cambiamento più significativo della Politica 2017, la cui attuazione sarà demandata ai Consiglieri che saranno nominati a valle del prossimo rinnovo degli organi societari. Cari azionisti, consentitemi a questo punto di ringraziare calorosamente i Consiglieri Karina Litvack, Alessandro Lorenzi e Diva Moriani, che hanno condiviso con me quest'esperienza, per il significativo contributo alla discussione comune e la costante attenzione alla ricerca di soluzioni equilibrate e condivise. Analogo ringraziamento ed apprezzamento per il ruolo svolto è dovuto alle strutture di Eni ed alle sue persone.

Un saluto ed un sincero augurio va anche a coloro che saranno chiamati a far parte del nuovo Comitato.

Confidando che la Relazione sottoposta al vostro esame possa ancora una volta testimoniare il costante impegno assicurato in questi anni dal Comitato, anche a nome degli altri Consiglieri vi ringrazio sin d'ora per l'adesione che vorrete dare alla Politica sulla Remunerazione programmata per il 2017.

Pietro Guindani
Il Presidente

del Compensation Committee

22 febbraio 2017

82352/788

Premessa

La presente Relazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee in data 28 febbraio 2017 in adempimento dei vigenti obblighi normativi e regolamentari¹ definisce e illustra:

- nella prima sezione, la Politica adottata per il 2017 da Eni SpA (di seguito "Eni" o la "Società") per la remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche², specificando: le finalità generali perseguite, gli organi coinvolti e le procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della stessa. I principi generali e le linee guida definiti nella prima sezione della presente Relazione rilevano anche ai fini della determinazione delle politiche retributive delle società direttamente e indirettamente controllate da Eni³;
- nella seconda sezione, i compensi corrisposti nell'esercizio 2016 agli Amministratori, Sindaci, all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche di Eni.

La Politica descritta nella prima sezione della Relazione è stata predisposta in linea con le raccomandazioni in tema di remunerazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate (di seguito "Codice di Autodisciplina"), nella versione da ultimo approvata nel luglio 2015, cui Eni aderisce⁴.

Le due sezioni della Relazione sono introdotte da una sintesi delle informazioni principali ("Executive Summary") allo scopo di fornir

re al mercato e agli investitori un quadro di immediata lettura sugli elementi chiave della Politica programmata per il 2017.

Nell'Executive Summary sono inoltre contenute alcune informazioni aggiuntive volte a descrivere il contesto nel quale sono maturate le scelte in tema di remunerazione (indicatori di performance e di sostenibilità, esiti del processo di engagement svolto con i principali proxy advisor ed azionisti, risultati del voto espresso nelle ultime Assemblee annuali sulla Relazione sulla Remunerazione).

La Relazione illustra infine le partecipazioni detenute dagli Amministratori, dai Sindaci, dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale e dagli altri Dirigenti con responsabilità strategiche⁵ e contiene le informazioni relative all'attuazione 2016 del Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2014-2016, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente⁶.

Il testo della presente Relazione è messo a disposizione del pubblico, entro il ventunesimo giorno precedente la data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2016 e chiamata a esprimersi, con deliberazione non vincolante, sulla prima sezione della medesima Relazione, secondo quanto previsto dalla normativa vigente⁷, presso la sede sociale e nelle sezioni "Azienda/Governance" e "Investitori" del sito internet della Società, oltre che sul sito del gestore integrato dei servizi di diffusione e stoccaggio delle informazioni regolamentate "1Info" (consultabile all'indirizzo www.1info.it).

I documenti informativi relativi ai piani di compensi in essere basati su strumenti finanziari sono reperibili nella sezione "Azienda/Governance" del sito internet della Società.

[1] Art. 123-ter del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria - TUF) e art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob [Delibera n. 11971/99 e successive modifiche e integrazioni].

[2] Rientrano nella definizione di "Dirigenti con responsabilità strategiche" di cui all'art. 65, comma 1-quater, del Regolamento Emittenti, i soggetti che hanno il potere e la responsabilità, direttamente e indirettamente, di pianificazione, direzione e controllo di Eni. I Dirigenti con responsabilità strategiche di Eni, diversi da Amministratori e Sindaci, sono quelli tenuti a partecipare al Comitato di Direzione e, comunque, i primi riporti gerarchici dell'Amministratore Delegato. Per maggiori informazioni sulla struttura organizzativa di Eni si rinvia alla sezione "Azienda" del sito internet della Società.

[3] La determinazione delle politiche retributive delle società controllate avviene nel rispetto del principio di autonomia gestionale in particolare delle società quotate e/o soggette a regolazione, nonché in coerenza con le prescrizioni previste dalle normative locali.

[4] Per maggiori informazioni sui termini di adesione di Eni al Codice di Autodisciplina, si rinvia alla sezione "Azienda/Governance" del sito internet della Società.

[5] Cfr. l'art. 84-quater, quarto comma, del Regolamento Emittenti Consob.

[6] Art. 114-bis del TUF e art. 84-bis del Regolamento Emittenti Consob.

[7] Art. 123-ter del TUF, sesto comma.

Executive Summary

La Politica sulla Remunerazione Eni è deliberata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee, costituito integralmente da Amministratori non esecutivi e indipendenti, ed è definita in coerenza con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina. Tale Politica promuove l'allineamento degli interessi del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore sostenibile per gli azionisti nel medio-lungo periodo, in coerenza con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico della Società.

Ai fini della presente Relazione, il Compensation Committee ha tenuto conto dei positivi risultati del voto assembleare e dei feedback ricevuti dagli azionisti sulla Relazione 2016, del quadro normativo e di autodisciplina di riferimento, nonché delle migliori prassi riscontrate nella predisposizione dei remuneration report in ambito nazionale e internazionale, con l'obiettivo di assicurare la più ampia chiarezza, completezza e fruibilità delle informazioni fornite.

La Politica sulla Remunerazione 2017 prevede, quale principale novità rispetto al 2016, l'adozione di un nuovo sistema di incentivazione variabile basato su criteri di semplificazione dell'architettura complessiva del sistema di incentivazione, prevedendo che si applichi in due parti, anziché tre, nonché sull'introduzione di una componente basata su azioni Eni al fine di rafforzare nel management la cultura della gestione del rischio d'impresa.

L'architettura del nuovo sistema incentivante prevede l'introduzione

- di un Piano di Incentivazione Annuale caratterizzato da un meccanismo di differimento, in un orizzonte temporale triennale, di una quota del bonus maturato, da sottoporre ad ulteriori condizioni di performance allo scopo di verificare la sostenibilità nel medio termine dei risultati raggiunti nel breve;
 - di un Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria⁸⁾, volto a indirizzare l'azione delle risorse manageriali con maggiore influenza sui risultati aziendali al perseguimento di obiettivi di medio-lungo termine definiti in coerenza con gli indirizzi del Piano Strategico e con le aspettative degli azionisti, sulla base di risultati di performance misurati in termini relativi rispetto ai risultati raggiunti da un peer group di settore.
- Si segnala infine che il Consiglio di Amministrazione attualmente in carica scadrà con l'Assemblea degli azionisti convocata il 13 aprile 2017, per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016.
- Le Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2017 saranno pertanto applicate dal nuovo Consiglio di Amministrazione, al quale competerà la specifica determinazione dei compensi degli Amministratori con deleghe e del compenso degli Amministratori non esecutivi per la partecipazione ai comitati consultivi, in attuazione delle applicabili previsioni legislative e statutarie⁹⁾.
- La tabella seguente descrive gli elementi principali delle Linee Guida deliberate per la remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, nonché dei Dirigenti con responsabilità strategiche (DlRS).



[8] La delibera del nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine sono descritte nel paragrafo "Politiche per gli Azionisti" nel Rapporto 2017-2020. Per la remunerazione annuale, l'incentivazione variabile di lungo termine del presente Rapporto, secondo quanto più dettagliatamente illustrato nel Documento Informativo predisposto ai sensi dell'Art. 146-bis del D.Lgs. n. 261/2003, del 18 febbraio 2003, e del Regolamento Emittente depositato al Tribunale di Roma.

[9] La delibera sui compensi dei nuovi Amministratori sono descritte nella Relazione sulla Remunerazione 2018, nella sezione dedicata alle politiche tributarie 2017 e al capitolo compensi e inadempimenti.

PAGINA ANNULLATA

PAGINA ANNULLATA

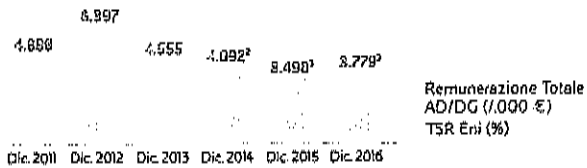
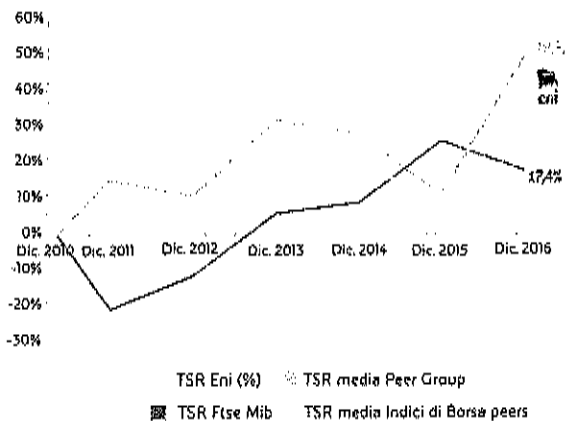
82352/791

Analisi pay for performance

(TSR Eni vs Remunerazione Totale AD/DG 2011-2016¹)

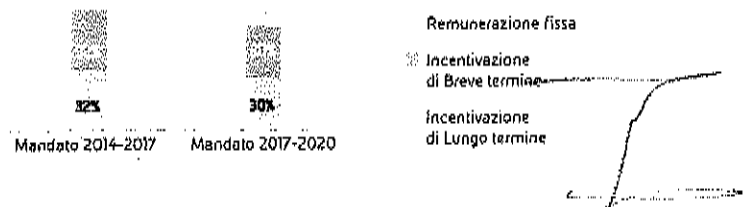
Total Shareholder Return

(Eni vs Peer Group e Indici di Borsa di riferimento)



- (1) Dati riportati nella Tabella 1 delle Relazioni sulla Remunerazione Eni 2012-2017.
 (2) Per il 2014 la remunerazione fissa è determinata come somma dei pro-rata erogati all'AD uscente e al nuovo AD.
 (3) Per il 2015 e 2016 nella remunerazione totale sono stati inclusi anche gli incentivi maturati in favore dell'attuale AD/DG in relazione al precedente ruolo ricoperto di DG della Divisione E&P.

Pay Mix AD/DG

Indice di Frequenza Infortuni dipendenti e contrattisti¹
(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000¹ Fino al 2015 il dato comprendeva Saipem SpA.

Emissioni GHG

Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi operata
(tCO₂eq/kboe)

e di valutare le aspettative degli stakeholder. Le azioni implementate nel 2016 hanno riguardato in particolare un ulteriore miglioramento del livello di disclosure della Relazione 2016, in risposta ad alcune richieste di chiarimento su aspetti specifici e con l'obiettivo di ampliare le informazioni disponibili nella Sezione II, sulla consuntivazione dei Piani di Incentivazione variabile.

Risultati 2012-2016 del voto assembleare sulla Relazione sulla Remunerazione Eni

Totale azionisti (% votanti)

Investitori Istituzionali (% votanti)



82352/792

Sezione I - Politica sulla Remunerazione 2017

La Governance del processo di remunerazione

Organi e soggetti coinvolti

La Politica in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione Eni è definita in coerenza con le previsioni normative e statutarie, secondo le quali:

- l'Assemblea dei soci determina i compensi del Presidente e dei componenti del Consiglio di Amministrazione, all'atto della nomina e per tutta la durata del mandato;
- il Consiglio di Amministrazione determina la remunerazione degli Amministratori con deleghe e per la partecipazione ai Comitati consiliari, sentito il parere del Collegio Sindacale.

In linea con il modello di governance di Eni¹⁰, al Consiglio spettano inoltre:

- la definizione degli obiettivi e l'approvazione dei risultati aziendali dei piani di performance ai quali è connessa la determinazione della remunerazione variabile degli Amministratori;
- l'approvazione dei criteri generali per la remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche;
- la definizione, su proposta del Presidente d'intesa con l'Amministratore Delegato, della struttura della remunerazione del Responsabile della funzione di Internal Audit, in coerenza con le politiche retributive della Società, previo parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, nonché sentito il Collegio Sindacale.

Aderendo alle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione è supportato, per quanto riguarda le tematiche di remunerazione, da un Comitato di Amministratori non esecutivi e indipendenti (Compensation Committee) avente funzioni propositive e consultive in materia.

Compensation Committee Eni

Composizione, nomina e attribuzioni

Il Compensation Committee Eni è stato istituito dal Consiglio di Amministrazione per la prima volta nel 1996. La composizione e nomina, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato sono disciplinati da un apposito regolamento, approvato dal Consiglio di Amministrazione e messo a disposizione del pubblico sul sito internet della Società¹¹.

In linea con quanto previsto dalle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, il Comitato è composto da tre a quattro Amministratori non esecutivi, tutti indipendenti, ai sensi di legge e dello stesso Codice di Autodisciplina; il Regolamento consente inoltre che il Comitato sia composto da Amministratori non esecutivi in maggioranza indipendenti, prevedendo che in tal caso il Presidente sia scelto tra gli Amministratori indipendenti (art. 6.P.3). Sempre in linea con il Codice

di Autodisciplina, il Regolamento prevede inoltre che almeno un componente del Comitato possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutata dal Consiglio al momento della nomina e riconosciuta, per quanto attiene all'attuale composizione del Comitato, in capo al suo Presidente.

Si riportano di seguito i dettagli relativi alla composizione e alle riunioni del Comitato nel corso del 2016.

Composizione del Compensation Committee

Pietro A. Gulindani* - Presidente	9 riunioni nel 2016
Karina Litvack*	Durata media: 3h e 13 minuti
Alessandro Lorenzi*	Tasso medio di partecipazione: 94,4%
Diva Moriani**	

a) Amministratori non esecutivi e indipendenti ai sensi di legge e del Codice di Autodisciplina.
Il Presidente del Comitato e gli Amministratori Litvack e Lorenzi sono stati eletti dalla lista di minoranza.
b) L'Amministratore Diva Moriani ha lasciato l'incarico di componente del Compensation Committee alla fine del 2016, come annunciato nel comunicato stampa del 15 settembre 2016.

Il Chief Services & Stakeholder Relations Officer di Eni o, in sua vece, l'Executive Vice President Compensation & Benefits, svolge il ruolo di Segretario del Comitato.

Il Comitato svolge le seguenti funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina (art. 6.P.4 e art. 6.C.5):

- sottopone all'approvazione del Consiglio di Amministrazione la Relazione sulla Remunerazione e in particolare la Politica per la Remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche, per la sua presentazione all'Assemblea degli azionisti convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio, nei termini previsti dalla legge;
- valuta periodicamente l'adeguatezza, la coerenza complessiva e la concreta applicazione della Politica adottata, formulando al Consiglio proposte in materia;
- formula le proposte relative alla remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, con riguardo alle varie forme di compenso e di trattamento economico;
- formula le proposte relative alla remunerazione dei componenti dei Comitati di Amministratori costituiti dal Consiglio;
- propone, esaminate le indicazioni dell'Amministratore Delegato, i criteri generali per la remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche, i piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche a base azionaria, nonché la definizione degli obiettivi di performance e la consuntivazione dei risultati aziendali dei piani di performance connessi alla determinazione della remunerazione variabile degli Amministratori con deleghe e all'attuazione dei piani di incentivazione;

[10] Per maggiori informazioni sul sistema di governance Eni si rinvia alla "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" pubblicata nella sezione "Azienda/Governance" del sito internet della Società.

[11] Il Regolamento del Compensation Committee è disponibile nella sezione "Azienda/Governance" del sito internet della Società.

ME

82352/193

- monitora l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio;
 - riferisce almeno semestralmente al Consiglio sull'attività svolta.
- Inoltre, nell'esercizio delle proprie funzioni il Comitato esprime i pareri eventualmente richiesti dalla vigente procedura aziendale in tema di operazioni con parti correlate, nei termini previsti dalla medesima procedura.

Modalità di funzionamento

Il Comitato si riunisce con la frequenza necessaria per l'adempimento delle proprie funzioni, di norma nelle date previste nel calendario annuale degli incontri approvato dallo stesso Comitato, ed è validamente riunito in presenza di almeno la maggioranza dei componenti in carica. Il Presidente del Comitato convoca e presiede le riunioni; in caso di sua assenza o impedimento, la riunione è presieduta dal componente più anziano di età presente. Il Comitato decide a maggioranza assoluta dei presenti; in caso di parità prevale il voto del Presidente del Comitato. La verbalizzazione delle riunioni è curata dal Segretario del Comitato, che può farsi assistere, allo scopo, dall'Executive Vice President Compensation & Benefits.

Alle riunioni del Comitato può partecipare il Presidente del Collegio Sindacale (o altro Sindaco effettivo da questi designato) e possono partecipare anche gli altri Sindaci quando il Comitato tratta argomenti per i quali il Consiglio di Amministrazione delibera con il parere obbligatorio del Collegio Sindacale. Alle riunioni possono partecipare, su invito del Presidente del Comitato, la Presidente del Consiglio di Amministrazione e l'Amministratore Delegato; su richiesta del Presidente del Comitato, possono inoltre partecipare alle riunioni i Dirigenti della Società o altri soggetti, inclusi altri componenti del Consiglio di Amministrazione, per fornire informazioni e valutazioni su singoli punti all'ordine del giorno.

Nessun Amministratore prende parte alle riunioni del Comitato in cui vengono formulate le proposte al Consiglio relative alla propria remunerazione. Restano inoltre ferme le disposizioni applicabili in materia di operazioni con parti correlate.

Il Comitato, nello svolgimento delle proprie funzioni, ha la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei propri compiti, nonché di avvalersi di consulenti esterni che non si trovino in situazioni tali da comprometterne l'indipendenza di giudizio, nei termini ed entro i limiti di budget stabiliti dal Consiglio di Amministrazione.

Il Comitato riferisce gli esiti delle proprie riunioni al Consiglio di Amministrazione alla prima riunione utile, informando inoltre il Consiglio, con cadenza semestrale, sulle modalità di esercizio delle proprie funzioni e sui contenuti delle questioni trattate.

Attività svolte nel 2016

Nel corso del 2016, il Compensation Committee si è riunito complessivamente 9 volte, con una partecipazione media del 94,4% dei suoi componenti ed una durata media pari a 3 h e 13 minuti.

A tutte le riunioni del Comitato ha partecipato almeno un componente del Collegio Sindacale.

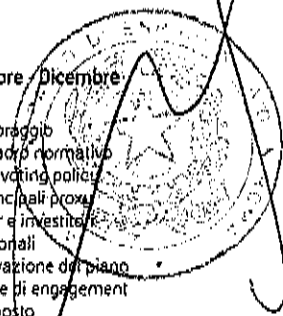
Nella prima parte dell'anno il Comitato ha incentrato le proprie attività in particolare sui seguenti temi:

- valutazione periodica della Politica sulla Remunerazione attuata nel 2015, anche ai fini della definizione delle proposte di Linee Guida di Politica per il 2016;
- consuntivazione dei risultati aziendali 2015 ai fini dell'attuazione dei Piani di incentivazione di breve e di lungo termine, secondo una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato al fine di neutralizzare gli effetti positivi o negativi derivanti da fattori esogeni e di consentire una valutazione obiettiva delle performance raggiunte;
- definizione degli obiettivi di performance 2016 connessi ai Piani di incentivazione variabile con l'introduzione, nell'ambito degli obiettivi relativi al Piano di Incentivazione Annuale, di un parametro relativo alla valorizzazione delle risorse esplorative, ritenute un asset fondamentale ai fini della sostenibilità futura dei risultati della Società;
- definizione delle proposte riguardanti l'attuazione del Piano di Incentivazione Monetaria Differita per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale e per le altre risorse manageriali;
- esame della Relazione sulla Remunerazione Eni 2016;
- esame degli esiti del primo ciclo di engagement svolto con i principali investitori istituzionali ai fini della massimizzazione del consenso assembleare sulla Politica per la remunerazione 2016, nonché delle relative proiezioni di voto elaborate con il supporto di una società di consulenza internazionale.

Nella seconda parte dell'anno sono stati anzitutto analizzati i risultati della stagione assembleare 2016, relativamente alla Relazione

Ciclo di attività del Compensation Committee

Gennaio	Febbraio - Marzo	Aprile	Luglio	Settembre	Novembre - Dicembre
<ul style="list-style-type: none"> - Valutazione periodica della politica adottata nel precedente esercizio - Esame degli esiti delle attività di engagement svolte con i principali proxy advisor e investitori istituzionali - Definizione obiettivi correlati ai piani di incentivazione variabile - Definizione della Politica sulla Remunerazione 	<ul style="list-style-type: none"> - Consuntivazione dei risultati correlati ai piani di incentivazione variabile - Attuazione del Piano di Incentivazione Annuale e Differita - Predisposizione Relazione sulla Remunerazione 	<ul style="list-style-type: none"> - Presentazione della Relazione sulla Remunerazione in Assemblea 	<ul style="list-style-type: none"> - Esame comparativo dei risultati del voto assembleare sulla Politica di remunerazione programmata 	<ul style="list-style-type: none"> - Attuazione del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine (ILT) 	<ul style="list-style-type: none"> - Monitoraggio del quadro normativo e delle voting policies dei principali proxy advisor e investitori istituzionali - Approvazione del piano annuale di engagement predisposto dalle competenti funzioni aziendali



194

82352/794

Principali temi affrontati nel corso del 2016



GENNAIO

FEBBRAIO

MARZO

MAGGIO

LUGLIO

OTTOBRE

NOVEMBRE

Remuneration

- Proposta struttura obiettivi 2016 collegati ai Piani di incentivazione della dirigenza
- Definizione qualitativa degli obiettivi di performance 2016 collegati ai Piani di incentivazione della dirigenza
- Definizione quantitativa degli obiettivi di performance 2016 collegati ai Piani di incentivazione della dirigenza
- Consuntivazione dei risultati 2015 collegati ai Piani di incentivazione della dirigenza
- Attuazione del Piano di incentivazione variabile annuale AD/DG
- Attuazione del Piano di Incentivazione Monetaria Differita (attribuzione 2016) in favore dell'AD/DG e delle altre risorse manageriali
- Consuntivazione risultati 2015 collegati al Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine
- Attuazione del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine (attribuzione 2016) in favore dell'AD/DG e delle risorse manageriali critiche
- Linee Guida per la revisione dei Piani di incentivazione variabile - mandato 2017/2020
- Informativa sull'erogazione dei Piani ILT 2013 maturati in favore dell'ex AD/DG (Dott. Paolo Scaroni)
- Proposta Piani di Incentivazione Variabile e Linee Guida Remunerazione AD/DG - Mandato 2017-2020
- Proposta Piani di Incentivazione Variabile e Linee Guida Remunerazione AD/DG - Mandato 2017-2020

Governance

- Politica sulla Remunerazione: valutazione attuazione 2015 e definizione delle proposte 2016
- Esame del draft della Relazione sulla Remunerazione 2016 (I Sezione)
- Esame finale della Relazione sulla Remunerazione 2016 (I e II Sezione)
- Informativa sul ciclo di engagement 2016 con gli investitori istituzionali sui temi di remuneration
- Analisi comparativa dei risultati di voto sulla Politica delle Remunerazioni - stagione assembleare 2016
- Approvazione del piano di engagement predisposto dalle competenti funzioni aziendali ed esame delle informative sugli esiti delle attività di engagement svolte con i principali proxy advisor sui temi di remuneration, in vista della stagione assembleare 2017

sulla Remunerazione Eni, delle principali società quotate italiane ed europee nonché delle società facenti parte del peer group di riferimento, verificando l'ottimo posizionamento raggiunto dalla Società, anche in relazione al consenso espresso dalle minoranze azionarie.

Con riferimento alle ulteriori, principali, attività svolte, il Comitato:

- ha finalizzato la proposta di attuazione (attribuzione 2016) del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale e per le risorse manageriali critiche;
- ha avviato l'esame delle Linee Guida di Politica sulla remunerazione 2017, elaborando in particolare, nel corso di più riunioni, una proposta di revisione del sistema di incentivazione variabile applicabile all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e ai Dirigenti con responsabilità strategica, con l'obiettivo di rafforzare ulteriormente l'allineamento tra l'azione del management e gli interessi degli azionisti;
- ha approvato il piano annuale di engagement predisposto dalle competenti funzioni aziendali ed è stato informato sugli esiti del primo ciclo di incontri svolti con i principali proxy advisor, in attuazione del piano di engagement 2017.

Attività programmate per il 2017

Per il primo trimestre 2017 il Comitato in carica ha programmato lo svolgimento di quattro riunioni, tre delle quali già svolte alla data di approvazione della presente Relazione, e dedicate in particolare:

- alla valutazione periodica della Politica sulla Remunerazione attuata nel 2016, secondo quanto previsto dal Codice di Autodisciplina (art. 6.C.5), anche ai fini della definizione delle proposte di Politica per il 2017;
- all'esame dell'evoluzione del quadro normativo di riferimento, delle voting policy degli investitori istituzionali e delle raccomandazioni dei principali proxy advisor e dei risultati degli studi di benchmark relativi al remuneration report pubblicati nel 2016 in ambito nazionale ed internazionale;
- alla consuntivazione dei risultati e alla definizione degli obiettivi di performance collegati all'attuazione dei piani di incentivazione variabile di breve e di lungo termine;
- alla finalizzazione delle proposte relative all'attuazione del Piano di Incentivazione variabile annuale e del Piano di Incentivazione Monetaria Differita (attribuzione 2017) per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale e per le altre risorse manageriali;

82352/195

v) alla ricognizione, con il supporto di primari studi legali e nell'ambito dell'esame periodico del contesto normativo e regolamentare vigente, delle evoluzioni delle norme legislative e delle previsioni del CCNL, con particolare riferimento all'esame dei trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro;

vi) all'esame della presente Relazione ai fini della sua sottoposizione all'approvazione del Consiglio di Amministrazione.

Le successive riunioni saranno programmate, a valle del rinnovo degli organi societari, dal nuovo Comitato che sarà anzitutto chiamato a formulare le proposte relative alla remunerazione degli Amministratori con deleghe e degli Amministratori non esecutivi per la partecipazione ai Comitati consiliari, da sottoporre all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, previo parere non vincolante del Collegio Sindacale, in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina (art.6.C.5) e delle applicabili disposizioni legislative e statutarie.

Nel secondo semestre 2017 saranno inoltre esaminati, in coerenza con il ciclo di attività annuale definito, i risultati della stagione assembleare 2017 e sarà data attuazione al nuovo Piano ILT in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e delle risorse manageriali critiche.

Iter di approvazione della Politica sulla Remunerazione 2017

Il Compensation Committee, in esercizio delle proprie attribuzioni, ha definito la struttura e i contenuti della Politica sulla Remunerazione, ai fini della predisposizione della presente Relazione, in particolare nelle riunioni del 10 e 22 febbraio, in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina. Nell'assunzione delle proprie determinazioni, il Comitato ha tenuto conto degli esiti della valutazione periodica svolta sull'adeguatezza, coerenza complessiva e concreta applicazione delle Linee Guida di Politica deliberate per il 2016.

Ai fini della predisposizione della presente Relazione, sono state inoltre valutate le prassi riscontrate nella predisposizione dei remuneration report in ambito nazionale e internazionale. Il Comitato si è avvalso infine dei benchmark retributivi predisposti da società di consulenza internazionali indipendenti, per le analisi istruttorie finalizzate alla predisposizione delle proposte di Politica sulla Remunerazione 2017.

La Politica sulla Remunerazione Eni per il 2017 relativamente agli Amministratori e ai Dirigenti con responsabilità strategiche è stata quindi approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Compensation Committee, nella riunione del 28 febbraio 2017, contestualmente all'approvazione della presente Relazione. L'attuazione delle politiche retributive definite in coerenza con gli indirizzi del Consiglio di Amministrazione, avviene da parte degli organi a ciò delegati, con il supporto delle competenti funzioni aziendali.

Attività di engagement sulla Politica di remunerazione

Il Comitato riferisce sulle proprie modalità di funzionamento all'Assemblea annuale degli azionisti, tramite il suo Presidente o altro componente da questi designato, in adesione alle indi-

cazioni del Codice di Autodisciplina (Art.6 - *Commento*) e con l'obiettivo di instaurare un appropriato canale di dialogo con azionisti e investitori.

In aggiunta, il Comitato approva il piano annuale predisposto dalle competenti funzioni aziendali di Investor Relations e Compensation & Benefits ai fini dell'engagement dei principali investitori istituzionali e proxy advisor, monitorandone gli esiti ai fini della valutazione dei feedback e delle indicazioni ricevute.

Tra la fine del 2016 e gli inizi del 2017, si è svolto un primo ciclo di incontri con i principali proxy advisor e investitori istituzionali. Nel corso di tali incontri si è svolto un ampio confronto sui temi principali afferenti la revisione del sistema di incentivazione ed è stato verificato un positivo riscontro sull'eventuale introduzione dello strumento equity nel Piano di Incentivazione di Lungo Termine, secondo quanto già anticipato nella Relazione 2016.

I feedback ricevuti hanno consentito al Comitato di definire le caratteristiche dei nuovi piani tenendo conto delle aspettative e delle prassi di mercato, per quanto riguarda in particolare:

- l'opportunità di prevedere il differimento, in un orizzonte temporale almeno triennale, di una quota parte del bonus annuale;
- l'esigenza di parametrare la scala di performance del Piano di Incentivazione di Lungo Termine in modo da consentire il pagamento degli incentivi attribuiti soltanto a partire dal raggiungimento di una posizione mediana nella classifica con il gruppo dei peers selezionati.

A valle della pubblicazione della presente Relazione, è prevista l'eventuale organizzazione di un secondo ciclo di incontri con gli investitori interessati, allo scopo di assicurare la più ampia comprensione e di fornire i chiarimenti richiesti sulle Linee Guida di Politica predisposte per il 2017.

Ampia informativa sulla remunerazione degli Amministratori e del management è infine ulteriormente assicurata dal costante aggiornamento della voce "Remunerazione" della sezione "Azienda/Governance" del sito internet della Società.

Finalità e principi generali della Politica sulla Remunerazione

Finalità

La Politica sulla Remunerazione Eni è definita in coerenza con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina (del quale si richiamano, di seguito, i principali Principi e Criteri applicativi), allo scopo di attrarre, motivare e trattenere persone di alto profilo professionale e manageriale (art. 6.P.1) e di allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo (art. 6.P.2).

La Politica sulla Remunerazione Eni contribuisce alla realizzazione della missione e delle strategie aziendali, attraverso:

- la promozione di azioni e comportamenti rispondenti ai valori e alla cultura della Società, nel rispetto dei principi di pluralità, pari opportunità, valorizzazione delle conoscenze e della professionalità delle persone, equità, non discriminazione e

- ne

32352/796

integrità previsti dal Codice Etico¹² e dalla Policy Eni "Le nostre persone"¹³;

- il riconoscimento dei ruoli e delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti e della qualità dell'apporto professionale, tenendo conto del contesto e dei mercati retributivi di riferimento;
- la definizione di sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del business, operativi e individuali, definiti in un'ottica di sostenibilità dei risultati nel lungo periodo, in coerenza con gli indirizzi del Piano Strategico della Società e con le responsabilità assegnate.

Principi generali

In attuazione delle suddette finalità, la remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche è definita in coerenza con i seguenti principi e criteri:

Remunerazione degli Amministratori non esecutivi

Compensi degli Amministratori non esecutivi commisurati all'impegno loro richiesto in relazione alla partecipazione ai Comitati consiliari istituiti a norma dello Statuto (art. 6.P.2); appropriata differenziazione tra il compenso previsto per il Presidente rispetto a quello dei componenti di ciascun Comitato, in considerazione del ruolo, da questi svolto, di coordinamento dei lavori e collegamento con gli Organi societari e le Funzioni aziendali; esclusione degli Amministratori non esecutivi dalla partecipazione a piani di incentivazione di tipo variabile, anche a base azionaria, salvo diversa deliberazione dell'Assemblea (art. 6.C.4).

Remunerazione dell'Amministratore Delegato e dei DIRS

Struttura retributiva per l'Amministratore Delegato e i Dirigenti con responsabilità strategiche, adeguatamente bilanciata tra:

- una componente fissa congruente rispetto alle deleghe e/o responsabilità attribuite, oltre che sufficiente a remunerare le prestazioni effettuate in caso di mancata erogazione della componente variabile (art. 6.C.1 lett. c);
- una componente variabile definita entro limiti massimi (art. 6.C.1 lett. b) e finalizzata ad ancorare la remunerazione alle performance effettivamente conseguite, tenuto altresì conto dei profili di rischio connessi al business esercitato (art. 6.C.1 lett. a).

Riferimenti di mercato

Coerenza della remunerazione complessiva rispetto ai riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe o per ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità, nell'ambito di panel aziendali comparabili con Eni, attraverso specifici benchmark retributivi effettuati con il supporto di provider internazionali di informazioni retributive.

Remunerazione variabile orientata alla sostenibilità dei risultati nel lungo termine

Remunerazione variabile dei ruoli esecutivi aventi maggiore influenza sui risultati aziendali caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione, in particolare di lungo termine (art. 6.P.2), attraverso adeguati periodi di differimento e/o maturazione degli incentivi in un orizzonte temporale almeno triennale in coerenza con la natura di lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio (art. 6.C.1 lett. e).

Obiettivi predeterminati, bilanciati e misurabili

Obiettivi connessi alla remunerazione variabile, anche a base azionaria, predeterminati, misurabili e tra loro complementari, al fine di rappresentare compiutamente le priorità essenziali ai fini della performance complessiva della Società, in coerenza con il Piano Strategico quadriennale e con le aspettative di azionisti e stakeholder (art. 6.C.1 lett. d), promuovendo un forte orientamento ai risultati. Tali obiettivi sono definiti in modo da assicurare:

- la valutazione della performance annuale, di business e individuale, sulla base di una balanced score card definita in relazione agli specifici obiettivi dell'area di responsabilità e in coerenza, per quanto riguarda i responsabili di funzioni di controllo interno, con i compiti a essi assegnati (art. 6.C.3);
- la definizione dei piani di incentivazione di lungo termine secondo modalità che consentano una valutazione della performance aziendale sia in termini assoluti, con riferimento alla capacità di generare livelli crescenti e sostenibili di redditività, sia in termini relativi rispetto ad un peer group, con riferimento alla capacità di creazione di valore rispetto ai principali competitor internazionali.

Piani di remunerazione basati su azioni e allineati alle aspettative degli azionisti

Eventuali piani di remunerazione basati su azioni e allineati alle aspettative degli azionisti in un orizzonte temporale di medio-lungo periodo, attraverso periodi di vesting triennali, il collegamento ad obiettivi di performance predefiniti e misurabili, la previsione che una quota delle azioni o dei diritti assegnati restino vincolati per un predefinito arco temporale (Art. 6.C.2).

Coerenza con le performance effettivamente conseguite

Incentivi connessi alla remunerazione variabile corrisposti ad esito di un puntuale processo di verifica dei risultati effettivamente conseguiti, con valutazione degli obiettivi di performance assegnati al netto degli effetti delle variabili esogene¹⁴, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione manageriale.

Benefit in linea con le prassi di mercato

Benefit in linea con le prassi dei mercati retributivi di riferimento e coerenti con le normative locali, al fine di completare e valorizzare il

(12) Per maggiori informazioni sul Codice Etico si rinvia alla "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2015", disponibile nella sezione "Azienda/Governance" del sito Internet della società.

(13) Policy approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2010.

(14) Si intendono per variabili esogene, quegli accadimenti che per loro natura o per scelta aziendale non sono nel controllo dei manager, quali ad esempio i prezzi Oil & Gas, il tasso di cambio euro/dollaro.

82352/197

pacchetto retributivo complessivo tenendo conto dei ruoli e/o delle responsabilità attribuite, privilegiando le componenti previdenziali e assicurative.

Trattamenti di fine rapporto e patti di non concorrenza entro limiti prefissati ed a tutela degli interessi aziendali

Eventuali trattamenti integrativi di fine rapporto e/o mandato per i ruoli esecutivi, nonché patti di non concorrenza per i ruoli caratterizzati da maggiori rischi di attrazione competitiva, definiti entro un determinato importo o un determinato numero di anni di remunerazione, in coerenza con la remunerazione percepita e con le performance conseguite, anche con riferimento alla raccomandazione di cui al criterio applicativo 6.C.1 lett. g) del Codice di Autodisciplina.

Clausole di clawback a copertura dei rischi di errore e per i casi di violazioni rilevanti

Adozione, attraverso lo specifico Regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Compensation Committee¹⁵, di meccanismi di clawback che consentano di chiedere la restituzione di componenti variabili della remunerazione già erogata e/o assegnata, o di trattenere remunerazioni variabili oggetto di differimento, il cui conseguimento sia avvenuto sulla base di dati che si siano rivelati in seguito manifestamente errati (art. 6.C.1 lett. f), ovvero la restituzione di tutti gli incentivi relativi all'esercizio (o agli esercizi) con riferimento al quale (o ai quali) sia stata accertata la dolosa alterazione dei dati utilizzati per la consuntivazione dei risultati al fine di conseguire il diritto all'incentivazione, e/o la commissione di gravi e intenzionali violazioni di leggi e/o regolamenti, del Codice Etico o delle norme aziendali che presentino un'attinenza o comportino una ricaduta nell'ambito del rapporto di lavoro, incidendo sul relativo presupposto fiduciario, fatta comunque salva ogni azione consentita dall'ordinamento a tutela degli interessi della Società. Il Regolamento prevede che l'attivazione delle richieste di restituzione (ovvero di revoca degli incentivi attribuiti ma non ancora erogati) intervenga, a chiusura dei relativi accertamenti, entro i termini di tre anni dall'erogazione (o attribuzione) nei casi di errore, e di cinque anni nei casi di dolo.

Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2017

Nel presente capitolo sono riportate le Linee Guida sulla remunerazione per il nuovo mandato 2017-2020, approvate dal Consiglio di Amministrazione del 28 febbraio 2017 per gli Amministratori che saranno nominati nell'Assemblea del 13 aprile 2017; restano ferme le prerogative del nuovo Consiglio di Amministrazione di determinare, su proposta del Compensation Committee, i compensi specifici per le deleghe attribuite e per la partecipazione ai Comitati, nonché le prerogative dell'Assemblea di approvare i Piani di incentivazione variabile a base azionaria.

Nel seguito sono, inoltre, brevemente riepilogate le Linee Guida di remunerazione per gli Amministratori in carica fino al 13 aprile 2017, già ampiamente descritte nella Relazione sulla Remunerazione 2016 e che riflettono le determinazioni assunte dal Consiglio di Amministrazione del 28 maggio 2014 relative al mandato 2014-2017.

Politiche per gli Amministratori nel Mandato 2017-2020

La Politica sulla Remunerazione nel nuovo mandato prevede, come principale novità, la revisione complessiva del sistema di incentivazione variabile per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, come per tutti i Dirigenti, sulla base di obiettivi di semplificazione dell'architettura complessiva del sistema di incentivazione (che si articolerà in due piani di incentivazione anziché tre) e di ulteriore allineamento degli obiettivi di performance alle aspettative degli azionisti. In particolare, il nuovo sistema di incentivazione prevede l'introduzione di:

- un Piano di Incentivazione Monetaria di Breve Termine con differimento di una quota del bonus maturato, che decorrerà dall'assegnazione degli obiettivi 2017 con prima erogazione nel 2018, in sostituzione dei precedenti Piani di Incentivazione Monetaria Annuale e di Incentivazione Monetaria Differita;
- un Piano di Incentivazione di Lungo Termine a base azionaria 2017-2019, con prima attribuzione nel 2017, in sostituzione del precedente Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine (previa approvazione da parte dell'Assemblea del 13 aprile 2017).

Per il Presidente e gli Amministratori non esecutivi sono proposti adeguamenti dei compensi previsti per le deleghe conferite e per la partecipazione ai Comitati Consiliari rispetto ai livelli mediani dei mercati di riferimento.

Riferimenti di Mercato e Peer Group

Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, la valutazione del posizionamento retributivo è effettuata con riferimento a ruoli omologhi esclusivamente nell'ambito del settore Oil & Gas internazionale, con particolare riferimento alle attività upstream, in coerenza con la strategia aziendale di maggiore focalizzazione del business. In particolare il panel è stato ampliato con le principali società quotate del settore Oil & Gas, competitor di Eni a livello internazionale e con caratteristiche di business comparabili (*Anadarko, Apache, BP, Chevron, Conoco Phillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Shell, Statoil e Total*).

Tale panel costituisce anche il peer group utilizzato per la comparazione relativa delle performance di Eni nell'ambito del nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario. Per il Presidente e gli Amministratori non esecutivi la valutazione del posizionamento retributivo è effettuato, con riferimento a ruoli omologhi, rispetto al Panel Top Italia composto dalle principali società quotate del FTSE Mib (*Assicurazioni Generali, Atlantia, Enel, Intesa Sanpaolo, Leonardo-Finmeccanica, Luxottica, Mediaset, Mediobanca, Poste Italiane, Snam, Terna, TIM, Unicredit*).

[15] Regolamento "Criteri attuativi del principio di clawback previsto dalla Politica sulla Remunerazione Eni", approvato in data 12 marzo 2015.

ne

82352/798

Presidente del Consiglio di Amministrazione**Remunerazione per le deleghe conferite**

La remunerazione sarà definita in coerenza con le determinazioni assunte dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e con i livelli mediani del mercato di riferimento, tenendo conto delle deleghe conferite.

Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro¹⁶

Non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o accordi che prevedano indennità in caso di scioglimento anticipato del mandato.

Amministratori non esecutivi**Compenso per la partecipazione ai Comitati consiliari**

Le Linee Guida di Politica per gli Amministratori non esecutivi e/o indipendenti prevedono un adeguamento del compenso annuo aggiuntivo¹⁷ per la partecipazione ai Comitati Consiliari in coerenza con i livelli mediani del mercato di riferimento, tenendo conto dell'impegno in termini di riunioni e relativa durata. In particolare, per il mandato 2017-2020, si propongono i seguenti compensi:

- per il Comitato Controllo e Rischi un compenso pari a 70.000 euro per il Presidente e a 50.000 euro per gli altri membri;
- per il Compensation Committee e il Comitato Sostenibilità e Scenari, un compenso pari a 50.000 euro per il Presidente e a 35.000 euro per gli altri membri;
- per il Comitato per le Nomine un compenso pari a 40.000 euro per il Presidente e a 30.000 euro per gli altri membri.

Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro¹⁸

Per gli Amministratori non esecutivi non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o accordi che prevedano indennità in caso di scioglimento anticipato del mandato.

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Le Linee Guida di Politica per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale tengono conto delle specifiche deleghe conferite in conformità allo Statuto, delle indicazioni contenute nel capitolo "Finalità e principi generali della Politica sulla Remunerazione", nonché dei livelli retributivi e delle best practice del panel Oil & Gas di riferimento.

Remunerazione fissa

La remunerazione fissa (RF) sarà deliberata dal nuovo Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee in relazione alle deleghe e agli incarichi conferiti tenendo conto dei livelli mediani del mercato di riferimento.

Tale remunerazione fissa assorbe sia i compensi che saranno determinati dall'Assemblea del 13 aprile 2017 per gli Amministratori, sia i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione ai Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate.

Piani di incentivazione variabile**Incentivazione di breve termine con differimento**

Il Nuovo Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento di una quota del bonus maturato, accorpa i precedenti Piani di Incentivazione Monetaria Annuale e di Incentivazione Monetaria Differita.

Rispetto ai precedenti Piani, le scale di performance sono state ampliate per valorizzare il conseguimento di risultati superiori o molto superiori ai livelli definiti a target.

Il Piano prevede una quota dell'incentivo erogata annualmente e una quota differita per un periodo triennale come di seguito illustrato.

Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento è collegato al raggiungimento degli obiettivi 2017 deliberati dal Consiglio del 28 febbraio 2017. Tali obiettivi mantengono una struttura focalizzata su traguardi essenziali, coerenti con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico e bilanciati rispetto alle prospettive di interesse dei diversi stakeholder. La struttura e il peso dei diversi obiettivi sono rappresentati nello schema di seguito riportato. Il valore di ciascun obiettivo a livello di performance target è allineato al valore di budget.

Obiettivi 2017 ai fini del Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento

Risultati economico-finanziari (25%)	Risultati operativi e sostenibilità dei risultati economici (25%)
EBT Free cash flow	Produzione idrocarburi Risorsa esplorativa
Sostenibilità ambientale e capitale umano (25%)	Efficienza e solidità finanziaria (25%)
CO ₂ emissions Severity Incident Rate	ROACE Debt/EBITDA

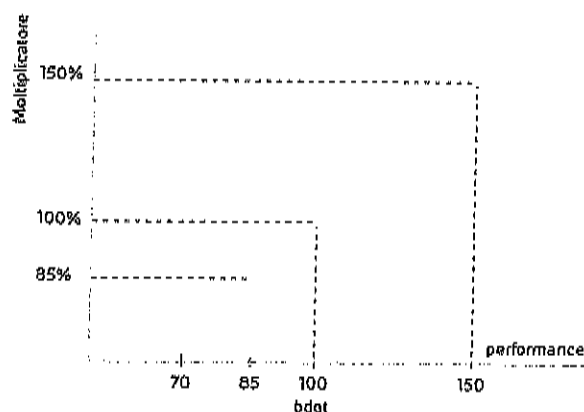
Ciascun obiettivo è misurato secondo la scala di performance 70÷150 punti (target = 100), in rapporto al peso a essi assegnato (al di sotto dei 70 punti la performance di ciascun obiettivo è considerata pari a zero). Ai fini dell'incentivazione la performance complessiva minima deve risultare pari a 85 punti. Tale Piano prevede un compenso determinato con riferimento ad un moltiplicatore minimo (performance = 85), target (performance = 100) e massimo (performance = 150) rispettivamente pari all'85%, al 100% e al 150% da applicare all'incentivo target, in connessione ai risultati conseguiti da Eni nell'esercizio precedente secondo la scala di performance illustrata nello schema di seguito riportato.

[16] In considerazione del rinvio alla presente Relazione, contenuto nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti proprietari 2016, disponibile nella sezione Governance del sito web della Società, tali informazioni sono rese anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF (Accordi tra la società e gli amministratori, i componenti del consiglio di gestione o di sorveglianza, che prevedono indennità in caso di dimissioni o licenziamento senza giusta causa o se il loro rapporto cessa o seguito di un'offerta pubblica di acquisto).

[17] Tale compenso integra quello che sarà stabilito dall'Assemblea del 13 aprile 2017 per la remunerazione degli Amministratori non esecutivi.

[18] Informazioni rese anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF, secondo quanto precisato alla precedente n. 16.

82352/199

Moltiplicatore Incentivo

L'incentivo totale (IT) è calcolato secondo la seguente formula.

$$IT = RF \times \% I_{\text{target}} \times \text{Moltiplicatore}$$

Dove " I_{target} " è la percentuale di incentivazione a livello di performance target, che per l'Amministratore Delegato è stabilita pari al 150% della Remunerazione fissa complessiva.

Le condizioni del Piano prevedono che l'incentivo totale venga ripartito in 2 quote.

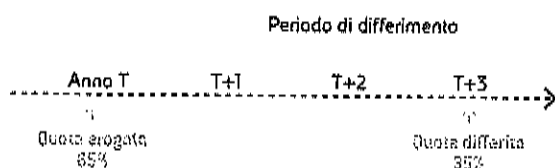
1) quota erogata annualmente (I_{Anno}) pari al 65% dell'incentivo totale.

$$I_{\text{Anno}} = IT \times 65\%$$

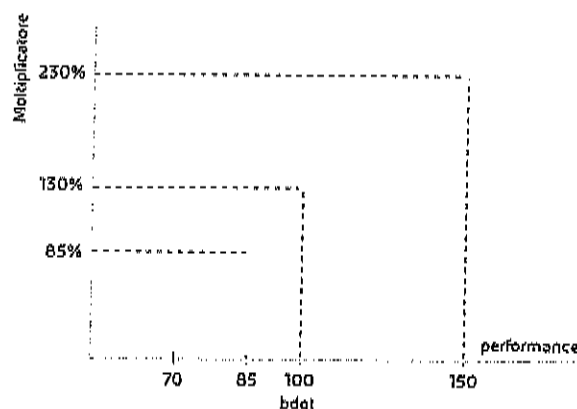
I livelli della quota dell'incentivo erogabile nell'anno in funzione dei livelli di performance conseguiti sono riportati nella tabella sottostante.

Performance annuale	<85	85 soglia	100 target	150 max
Incentivo annuale (in % della Rem. Fissa)	0%	83%	98%	146%

2) quota differita pari al 35% dell'incentivo totale, sottoposta a ulteriori condizioni di performance in un periodo di vesting triennale, secondo lo schema sotto riportato.

Piano IBT - Timeline

La quota differita erogabile al termine del periodo di vesting è determinata moltiplicando la quota differita iniziale per il moltiplicatore all'erogazione dato dalla media dei moltiplicatori annuali conseguiti nel triennio in relazione alle performance consuntivate sulla base della scheda annuale Eni. Il valore del moltiplicatore della quota differita in funzione della performance conseguita è riportato nel grafico sottostante.

Moltiplicatore Quota Differita

L'incentivo differito (ID) erogabile al termine del periodo triennale di differimento è dato dalla seguente formula.

$$ID = IT \times 35\% \times \text{Moltiplicatore}$$

I livelli della quota differita erogabile in funzione dei livelli di performance conseguiti nell'intero triennio sono riportati nella tabella sottostante.

Performance triennale	<85	85 soglia	100 target	150 max
Incentivo annuale (in % della Rem. Fissa)	0%	38%	68%	181%

Incentivazione variabile di lungo termine

Per l'Amministratore Delegato è prevista la partecipazione al Piano di lungo termine azionario 2017-2019 che si applica anche alle risorse manageriali critiche per il business¹⁹, previa approvazione da parte dell'Assemblea del 13 aprile 2017.

Il Piano sostituisce il precedente Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine come strumento di incentivazione e fidelizzazione del management maggiormente critico per l'azienda, garantendo, in linea con le best practice internazionali, i seguenti ulteriori obiettivi:

- un rafforzamento della cultura della gestione del rischio di impresa dal punto di vista degli azionisti, attraverso l'adozione dello strumento azionario;
- una soglia minima di incentivazione più sfidante collocata a livello di posizionamento mediano;
- un ulteriore allineamento delle condizioni di performance alle attese degli azionisti nel lungo periodo, attraverso:

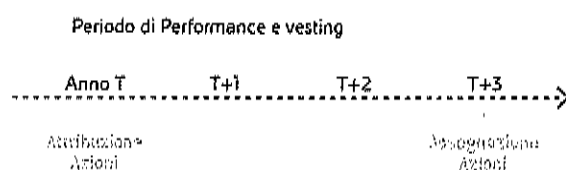
[19] I dirigenti di Eni e delle società controllate individuati in occasione dell'attuazione annuale del Piano tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico e che, alla data dell'attribuzione, sono dipendenti e/o in servizio presso Eni e la Società Controllata, compresi i Dirigenti con responsabilità strategiche di Eni.

82352/800

- i) una valutazione su base triennale della performance del Total Shareholder Return della Società rispetto a quella dell'indice di Borsa di riferimento, confrontata con le rispettive valutazioni dei principali competitors internazionali (Peer Group);
- ii) un'ulteriore incentivazione della capacità di sviluppo degli asset industriali misurata tramite l'incremento del valore attuale netto delle riserve di idrocarburi nel medio-lungo termine (secondo la metodologia di valutazione definita dalla SEC), conferendo un maggior peso a tale parametro, valutato sempre in termini relativi rispetto al Peer Group.

Il Piano prevede tre attribuzioni annuali a decorrere dal 2017 ciascuna con periodo di vesting triennale secondo la time line sotto riportata.

Piano ILT azionario - Timeline



Il Piano è sottoposto a condizioni di performance nel triennio di vesting secondo i seguenti parametri e relativi pesi:

1. differenza tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze per ciascuna società del Peer Group, come riportato nella seguente formula (peso 50%):

$$TSR_A - (TSR_I \times \rho_{A,I})$$

Dove:

TSR_A : TSR di Eni o di una delle società del Peer Group;

TSR_I : TSR dell'Indice di Borsa di riferimento della società per cui si è calcolato il TSR_A ;

$\rho_{A,I}$: Indice di Correlazione.

2. Net Present Value delle riserve certe (NPV) vs Peer Group misurato in termini di variazione percentuale annuale, con consuntivazione pari alla media della performance annuali nel triennio (peso 50%).

Il Peer Group di riferimento è quello descritto nel paragrafo "Riferimenti di Mercato e Peer Group" (Anadarko, Apache, BP, Chevron, Conoco Phillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Shell, Statoil e Total).

Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale le condizioni del Piano prevedono l'attribuzione annuale di azioni per un controvalore pari al 150% (I_{target}) della remunerazione fissa complessiva (RF) secondo la seguente formula.

$$n. \text{ Azioni attribuite} = \frac{RF \times I_{target}}{\text{Prezzo}_{Attr}}$$

Dove il prezzo di attribuzione (Prezzo_{Attr}) è calcolato come media dei prezzi ufficiali giornalieri (fonte Bloomberg) registrati nei 4 mesi antece-

denti la data del Consiglio di Amministrazione che approva annualmente il Regolamento del Piano e l'attribuzione all'Amministratore Delegato e Direttore Generale.

L'assegnazione delle azioni al termine del triennio di vesting viene determinata, secondo un moltiplicatore finale da applicare alle azioni attribuite calcolato come media ponderata dei moltiplicatori dei singoli parametri, determinati nel periodo di vesting in relazione al posizionamento conseguito nel Peer Group.

Ciascun moltiplicatore potrà essere compreso tra zero e 180%, con soglia collocata a livello di posizionamento mediano, secondo la scala riportata di seguito.

Scala di Performance - Moltiplicatore

Posizione nel ranking	1*	2*	3*	4*	5*	6*	7*	8*	9*	10*	11*
Moltiplicatore	180%	160%	140%	120%	100%	80%	0%	0%	0%	0%	0%
Posizionamento mediano											

Le azioni assegnabili sono calcolate secondo la seguente formula.

$$n. \text{ Azioni assegnate} = n. \text{ Azioni attribuite} \times \text{Moltiplicatore}$$

I livelli del controvalore delle Azioni assegnate al termine del periodo di vesting, al netto della variazione della quotazione del titolo nel medesimo periodo, sono di seguito riportati.

Performance media ponderata triennale	<26,6	26,6 soglia ^(*)	100 target	180 max
Controvalore Azioni (in % della Rem. Fissa)	0%	40%	150%	270%

(*) Conseguibile ad esempio in caso di raggiungimento del risultato a livello minimo (6° posto) almeno per due anni del parametro NPV delle riserve certe.

Per i dirigenti in servizio, una quota del 50% delle azioni assegnate al termine del vesting resta vincolata per un periodo di 1 anno dalla data di assegnazione.

Il Piano, in quanto sottoposto all'approvazione dell'Assemblea, è anche dettagliatamente descritto nel Documento Informativo messo a disposizione del pubblico sul sito internet della Società.

Per la quota differita dell'incentivo di breve termine e per l'incentivo di lungo termine azionario, nei casi di risoluzione del rapporto prima del termine del mandato, si applicano le clausole previste per tutti i Dirigenti nei rispettivi Regolamenti. In caso di mancato rinnovo del mandato è invece previsto il mantenimento della scadenza naturale del relativo periodo di vesting, secondo le condizioni di performance previste da ciascun Piano.

Benefit

Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale sono previste forme di copertura assicurativa anche a fronte del rischio morte e invalidità permanente e inoltre, nel rispetto di quanto previsto dalla contrattazione nazionale e dagli accordi integrativi aziendali per la dirigenza Eni, l'iscrizione al Fondo di previdenza complementare (FOPDIRE²⁰) e al Fondo di assistenza sanitaria integrativa (FISDE²¹) nonché l'assegnazione di un'autovettura a uso promiscuo.

²⁰ Fondo pensione negoziata a contribuzione definita e a capitalizzazione individuale (www.fopdire.it).

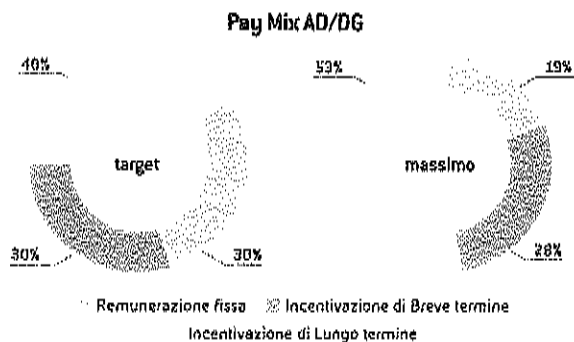
²¹ Fondo che eroga rimborsi delle spese sanitarie in favore dei dirigenti in servizio, in pensione e dei loro familiari (www.fisde-eni.it).

82352/801

Pay mix

Il pacchetto retributivo per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, comprende una componente fissa, una componente variabile di breve termine ed una componente variabile di lungo termine composta dal differimento dell'incentivo di breve e dall'incentivo di lungo termine azionario valorizzate secondo le metodologie internazionali adottate per i benchmark retributivi.

Il pay mix, calcolato considerando la retribuzione fissa come base cento, presenta una significativa focalizzazione sulle componenti variabili, con netta prevalenza della componente di lungo termine, come evidenziato dal grafico riportato.

**Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro²²**

Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in coerenza con le prassi di riferimento e in linea con quanto previsto dalla Raccomandazione della Commissione Europea n. 385 del 30 aprile 2009, nonché a tutela dell'azienda da potenziali rischi concorrenziali, sono stati contrattualmente previsti i seguenti trattamenti:

- Indennità integrativa delle competenze di fine rapporto, dovuta al mancato rinnovo o alla cessazione anticipata del mandato amministrativo 2017-2020, anche per dimissioni causate da una riduzione essenziale delle deleghe. L'indennità per il rapporto di Amministrazione sarà definita in coerenza con gli indirizzi delle Raccomandazioni europee; per l'eventuale rapporto di lavoro si applicherà la medesima disciplina prevista dalla presente Relazione per i Dirigenti con responsabilità strategica. Anche con riferimento al criterio applicativo 6.C.1 lett. g) del Codice di Autodisciplina, tale indennità non è corrisposta nel caso di licenziamento per "giusta causa" ex art. 2119 cod. civ., o nei casi di dimissioni dall'incarico di Amministratore Delegato prima della scadenza del mandato non giustificate da una riduzione essenziale delle deleghe, o nel caso di decesso disciplinato dall'art. 2122 cod. civ.;
- Eventuale patto di non concorrenza a tutela degli interessi della Società, con corrispettivo determinato in rapporto alla remunerazione annuale, oltre che in relazione alla modalità, estensione e durata degli impegni assunti.

Politiche per gli Amministratori nel Mandato 2014-2017

Si riepilogano di seguito le Linee Guida di Politica per il mandato amministrativo che scadrà con l'Assemblea del 13 aprile 2017, rinviando

do, per maggiori informazioni, alle indicazioni di dettaglio contenute nella prima sezione della Relazione sulla Remunerazione 2016 (p. 15 "Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2016").

Presidente del Consiglio di Amministrazione**Remunerazione per le deleghe conferite**

Per il Presidente del Consiglio di Amministrazione è previsto un compenso fisso per le deleghe conferite pari a 148.000 euro, in aggiunta al compenso per la carica determinato dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 pari a 90.000 euro, nel rispetto del tetto massimo di 238.000 euro definito dalla medesima Assemblea. Le citate Linee Guida non prevedono compensi variabili.

Nel 2017 tali compensi saranno erogati pro-quota rispetto al periodo di permanenza nella carica che termina con l'assemblea che approva il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016.

Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro²²

Per il Presidente non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o accordi che prevedano indennità in caso di scioglimento anticipato del mandato.

Benefit

In favore del Presidente sono previste forme di copertura assicurativa a fronte del rischio morte e invalidità permanente.

Amministratori non esecutivi**Compenso per la partecipazione ai Comitati consiliari**

Per gli Amministratori non esecutivi e/o indipendenti è previsto un compenso annuo aggiuntivo²³ per la partecipazione ai Comitati consiliari, nella misura seguente:

- per il Comitato Controllo e Rischi un compenso pari a 60.000 euro per il Presidente e a 40.000 euro per gli altri membri;
- per il Compensation Committee, il Comitato Sostenibilità e Scenari e il Comitato per le Nomine un compenso pari a 30.000 euro per il Presidente e a 20.000 euro per gli altri membri.

Nel 2017 tale compenso sarà erogato pro-quota rispetto al periodo di permanenza nella carica che termina con l'assemblea del 13 aprile 2017.

Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro²²

Per gli Amministratori non esecutivi non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o accordi che prevedano indennità in caso di scioglimento anticipato del mandato.

Amministratore Delegato e Direttore Generale**Remunerazione fissa**

Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale è prevista una remunerazione fissa complessiva annuale lorda pari a 1.350.000 euro, di cui 550.000 euro per l'incarico di Amministratore Delegato e 800.000 euro per l'incarico di Direttore Generale.

[22] Informazioni rese anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF, secondo quanto precisato alla precedente n. 16.

[23] Tale compenso integra quello stabilito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 per la remunerazione degli Amministratori non esecutivi, pari a 80.000 euro lordi annuali.

pce

82352/802

La remunerazione prevista dal Consiglio in relazione alle deleghe conferite assorbe sia i compensi determinati dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 per gli Amministratori, sia i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione ai Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate.

Nel 2017 tali compensi saranno erogati pro-quota rispetto al periodo di permanenza nella carica che termina con l'assemblea del 13 aprile 2017. In qualità di Dirigente Eni, il Direttore Generale è, inoltre, destinatario delle indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL Dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali.

Incentivazione variabile annuale

Nel 2017 è prevista l'erogazione dell'Incentivo variabile annuale collegato al raggiungimento degli obiettivi predefiniti per il 2016 secondo le condizioni e le modalità già dettagliatamente descritte nella Relazione sulla Remunerazione 2016.

Incentivazione Monetaria Differita

Nel 2017, per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, è prevista la partecipazione all'ultima attribuzione del Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2015-2017 (IMD), previsto anche per tutti i dirigenti della Società, collegato alla performance della Società misurata in termini di "Earning Before Taxes" (EBT) secondo le condizioni e le modalità già dettagliatamente descritte nella Relazione sulla Remunerazione 2016.

Incentivazione Monetaria di Lungo Termine

Nel 2016 si è concluso, con l'ultima attribuzione, il Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014-2015. Dal 2017 è prevista l'attuazione del nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019 già descritto nel paragrafo "Politiche Mandato 2017-2020" e nel Documento Informativo messo a disposizione del pubblico sul sito internet della Società.

Benefit

Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale sono previste le forme di copertura assicurativa e assistenziale definiti dalla contrattazione nazionale e dagli accordi integrativi aziendali per la dirigenza Eni, nonché l'assegnazione di un'autovettura a uso promiscuo, come riportato nella Relazione sulla Remunerazione 2016.

Trattamenti previsti in caso di cessazione della carica o di risoluzione del rapporto di lavoro²⁴

Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in coerenza con le prassi di riferimento e in linea con quanto previsto dalla Raccomandazione della Commissione Europea n. 385 del 30 aprile 2009, nonché a tutela dell'azienda da potenziali rischi concorrenziali, sono previsti i seguenti trattamenti:

- Indennità integrativa delle competenze di fine rapporto, con esonero reciproco dal preavviso, erogabile alla risoluzione del rapporto di lavoro dirigenziale, dovuta al mancato rinnovo o alla cessazione anticipata del mandato amministrativo 2014-2017, anche per dimissioni causate da una riduzione essenziale delle deleghe. Tale indennità è pari a due annualità della remunerazione fissa complessiva (pari a 1.350.000 euro), per un importo complessivo lordo pari a 2.700.000 euro; si precisa altresì che è stato avviato un approfondimento in ordine alla concreta modalità attuativa ("enforceability") della discipli-

na pattuita, anche con riferimento alle normative sopravvenute successivamente alla stipulazione del contratto con l'Amministratore Delegato e Direttore Generale. Anche con riferimento alla raccomandazione di cui al criterio applicativo 6.C.1 lett. g) del Codice di Autodisciplina, si precisa che in relazione alle applicabili previsioni contrattuali, tale indennità non è corrisposta nel caso di licenziamento per "giusta causa" ex art. 2119 cod. civ., o nei casi di dimissioni dall'incarico di Amministratore Delegato prima della scadenza del mandato non giustificate da una riduzione essenziale delle deleghe, oltre che nel caso di decesso disciplinato dall'art. 2122 cod. civ.;

- Patto di non concorrenza attivabile a esclusiva discrezione del Consiglio di Amministrazione a tutela dell'interesse della Società, attraverso un diritto di opzione, da esercitare entro il termine di un eventuale secondo mandato amministrativo, a fronte del riconoscimento di un importo lordo di 500.000 euro da erogare in tre rate annuali. In caso di esercizio dell'opzione da parte del Consiglio e di conseguente attuazione del patto, è previsto il pagamento di uno specifico corrispettivo a fronte dell'impegno assunto dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale a non svolgere, per i dodici mesi successivi alla scadenza del mandato, alcuna attività di Exploration & Production che possa trovarsi in concorrenza con Eni nei principali mercati di riferimento in Europa, America, Asia e Africa. Tale corrispettivo sarà determinato dal Consiglio di Amministrazione come somma di due componenti: i) una componente fissa pari a 1.500.000 euro; ii) una componente variabile determinata linearmente in funzione della performance annuale media del triennio precedente (pari a 0 euro per performance inferiori o pari a target e a 750.000 euro in caso di performance di livello massimo) e sarà erogato alla scadenza del periodo di vigenza del patto. La performance annuale considerata ai fini del calcolo della componente variabile del corrispettivo, è quella di riferimento del Piano di incentivazione variabile annuale. È inoltre previsto che l'eventuale violazione del patto di non concorrenza comporti la mancata corresponsione del corrispettivo (ovvero la sua restituzione, ove la violazione sia avvenuta a conoscenza di Eni successivamente al pagamento), nonché l'obbligo di risarcire il danno consensualmente e convenzionalmente determinato in una somma pari al doppio del corrispettivo del patto di non concorrenza, ferma restando la facoltà, da parte di Eni, di chiedere l'adempimento in forma specifica.

Politiche 2017 per i Dirigenti con responsabilità strategiche

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, le Linee Guida prevedono strumenti retributivi strettamente coerenti con quelli dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, per meglio orientare e allineare l'azione manageriale agli obiettivi definiti nel Piano Strategico della Società, nonché con le previsioni e tutele stabilite dal CCNL Dirigenti. In particolare nel nuovo mandato 2017-2020, a partire dal 13 aprile 2017, si applicheranno anche per i Dirigenti con responsabilità strategiche i nuovi Piani di incentivazione di lungo termine azionario e di incentivazione variabile di breve termine con differimento previsti per l'Amministratore Delegato che sarà nominato dall'Assemblea del 13 aprile 2017. Fino al 13 aprile 2017 saranno attuati i Piani previsti per il precedente mandato.

Riferimenti di Mercato

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, la valutazione del posizionamento retributivo è effettuato con riferimento a ruoli di me-

^[24] Informazioni rese anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF, secondo quanto precisato alla precedente nota n. 15.

82352/803

desimo livello di responsabilità e complessità manageriale rispetto a panel di mercato nazionali e internazionali del settore industriale.

Remunerazione fissa

La remunerazione fissa è determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate considerando un posizionamento graduato ed eventualmente anche inferiore rispetto ai limiti definiti dai riferimenti mediani dei mercati executive nazionali e internazionali per ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità manageriale e può essere adeguata periodicamente, nell'ambito del processo annuale di salary review che interessa tutta la popolazione manageriale.

Le Linee Guida per il 2017, in considerazione del contesto di riferimento e degli attuali trend di mercato, prevedono criteri di salary review selettivi mantenendo comunque adeguati livelli di competitività e di motivazione.

In particolare le azioni proposte riguarderanno interventi di adeguamento del fisso/una tantum per i titolari di posizioni che abbiano incrementato significativamente il perimetro di responsabilità o il livello di copertura del ruolo, nonché in considerazione di esigenze di retention e di prestazioni qualitative eccellenti.

Inoltre, in qualità di dirigenti Eni, i Dirigenti con responsabilità strategiche sono destinatari delle indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali.

Piani di incentivazione variabile

Incentivazione variabile annuale

Il Piano di Incentivazione variabile annuale sarà sostituito, a partire dall'assegnazione degli obiettivi 2017 e con prima erogazione nel 2018, dal nuovo Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, già descritto per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale.

Gli obiettivi dei Dirigenti con responsabilità strategiche sono declinati sulla base di quelli assegnati all'Amministratore Delegato e Direttore Generale secondo le stesse prospettive di interesse degli stakeholder, nonché su obiettivi individuali, in coerenza con il perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto e con quanto previsto nel Piano strategico della Società. Per i Dirigenti con responsabilità strategiche i livelli di incentivazione a target per il nuovo Piano di Incentivazione variabile di Breve Termine restano differenziati per livello di responsabilità e complessità del ruolo e risultano pari alla somma di quelli previsti a target per i precedenti Piani di Incentivazione Variabile Annuale e di Incentivazione Monetaria Differita (fino al 100% della Retribuzione fissa).

Nel 2017 è prevista l'ultima erogazione del precedente Piano di Incentivazione variabile annuale, determinata con riferimento ai risultati di performance di Eni, di area di business e individuali predefiniti per il 2016, secondo le condizioni e le modalità già descritte nella Relazione sulla Remunerazione 2016.

Incentivazione Monetaria Differita

I Dirigenti con responsabilità strategiche partecipano all'ultima attribuzione del Piano di Incentivazione Monetaria Differita (IMD) 2015-2017 approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 12 marzo 2015, secondo le condizioni e le modalità già descritte nella Relazione sulla Remunerazione 2016 (p.18 "Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2016").

Incentivazione Variabile di Lungo Termine

I Dirigenti con responsabilità strategiche partecipano al Piano di In-

centivazione di Lungo Termine (ILT) 2017-2019 di tipo azionario, approvato dal Consiglio di Amministrazione del 28 febbraio 2017 e sottoposto ad approvazione da parte dell'Assemblea del 13 aprile 2017.

Il Piano, destinato a tutte le risorse manageriali critiche per il business, prevede tre attribuzioni annuali, a decorrere dal 2017, con le medesime condizioni di performance e caratteristiche già descritte per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale.

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche il controvalore delle azioni da attribuire ogni anno è differenziato per livello di ruolo ed è limitato, come per il precedente Piano monetario di lungo termine, fino a un massimo pari al 75% della remunerazione fissa.

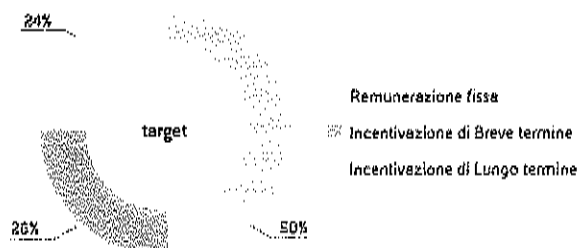
Benefit

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, in continuità con la politica attuata nel 2016 e nel rispetto della contrattazione nazionale e degli accordi integrativi aziendali per la dirigenza Eni, sono previsti l'iscrizione al Fondo di previdenza complementare (FOPDIRE), l'iscrizione al Fondo di assistenza sanitaria integrativa (FISDE), forme di copertura assicurativa assistenziale, anche a fronte del rischio morte e invalidità, nonché l'assegnazione di un'autovettura a uso promiscuo e l'eventuale assegnazione di un alloggio in relazione a esigenze operative e di mobilità.

Pay mix

Il pay mix medio target del pacchetto retributivo dei Dirigenti con responsabilità strategiche, con applicazione di entrambi i nuovi piani di incentivazione (Piano di Breve Termine con differimento e Piano di Lungo Termine azionario) calcolato con le stesse metodologie di valorizzazione utilizzate per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, evidenzia il bilanciamento tra componente fissa e componenti variabili e, per queste ultime, un orientamento prevalente sul medio-lungo termine, in linea con le migliori prassi dei mercati di riferimento.

Pay Mix DIRS



Trattamenti previsti in caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, come per tutti i dirigenti Eni, sono previste le spettanze di fine rapporto stabilite dalla legge e dal contratto collettivo nazionale di riferimento ed eventuali trattamenti concordati individualmente secondo i criteri stabiliti da Eni per i casi di esodo agevolato, nei limiti delle tutele previste dal CCNL di riferimento ed in coerenza con il criterio applicativo SCA lett. g) del Codice di Autodisciplina. Tali criteri tengono conto del ruolo ricoperto e dell'età anagrafica e pensionabile del dirigente al momento della risoluzione del rapporto, nonché della retribuzione percepita annualmente. Per i casi di risoluzione che presentino elevati rischi concorrenziali connessi alla criticità del ruolo ricoperto dal Dirigente possono, inoltre, essere stipulati accordi inclusivi di patti di non concorrenza con corrispettivi definiti in relazione alla retribuzione percepita e alle condizioni richieste di ampiezza, durata e vigenza del patto.

82352/804

Sezione II - Compensi e altre informazioni

Attuazione politiche retributive 2016

Si fornisce, di seguito, la descrizione degli interventi retributivi attuati nel 2016 a favore del Presidente del Consiglio di Amministrazione, degli Amministratori non esecutivi, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche, relativamente al periodo in cui hanno ricoperto la carica.

L'attuazione della politica retributiva 2016, secondo quanto verificato dal Compensation Committee in occasione della valutazione periodica prevista dal Codice di Autodisciplina, è risultata coerente con la Politica sulla Remunerazione 2016, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 17 marzo 2016, tenuto conto di quanto previsto dalle deliberazioni assunte dal Consiglio di Amministrazione del 9 e del 28 maggio 2014, sui compensi degli Amministratori non esecutivi chiamati a far parte dei Comitati consiliari e sulla definizione della remunerazione degli Amministratori con deleghe, nel rispetto delle determinazioni assunte in sede assembleare in attuazione della Legge n. 98/2013.

Consuntivazione performance dei Piani di Incentivazione Variabile

Piano di Incentivazione Monetaria Annuale (IMA)

Gli incentivi annuali 2016 sono stati corrisposti a fronte della consuntivazione dei risultati riguardanti gli obiettivi definiti per il 2015 in coerenza con il Piano Strategico e il budget annuale, valutati a scenario costante. In particolare, i risultati consuntivati per gli obiettivi assegnati all'Amministratore Delegato e Direttore Generale sono stati approvati dal Consiglio su proposta del Compensation Committee nella riunione del 17 marzo 2016 e hanno condotto alla determinazione di un punteggio di performance pari a 130 punti nella scala di misurazione utilizzata, che prevede un livello di performance target e massimo rispettivamente pari a 100 e 130 punti. La tabella riporta i pesi e il livello di performance raggiunto da ciascun obiettivo.

Erogazione Incentivo Monetario 2016 Consuntivazione Obiettivi 2015

Parametri di performance	Peso %	Minimo	Centrale	Massimo	Punteggio Performance
Risultati economico-finanziari	25%	85	100	130	✓ 32,5
Attuazione linee strategiche	25%				✓ 32,5
Performance Operativa	25%				✓ 32,5
Sostenibilità	25%				✓ 32,5
Totale					130

Piano di Incentivazione Monetaria Differita (IMD)

Attribuzione IMD 2016

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 17 marzo 2016, su verifica e proposta del Compensation Committee, ha deliberato il raggiungimento di un risultato di EBT 2015 (valutato a scenario costante) di livello superiore al target, che determina per l'attribuzione 2016 l'applicazione di un moltiplicatore pari al 130% della percentuale definita a target.

Attribuzione IMD 2016 - EBT 2015

Target EBT (mld €)	Moltiplicatore per attribuzione 2016
EBT \geq budget+0,5	100%
budget \leq EBT < budget+0,5	100%
budget-0,5 \leq EBT < budget	70%
EBT < budget-0,5	0%

Erogazione IMD 2013

Il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 17 marzo 2016, su verifica e proposta del Compensation Committee, ha deliberato un risultato di EBITDA Eni 2015 al livello target, determinando un moltiplicatore annuale pari al 130% e conseguentemente, in relazione ai risultati 2013 e 2014 già consuntivati, un moltiplicatore medio triennale pari al 123%, da applicare agli incentivi attribuiti nel 2013, ai fini dell'erogazione 2016. La tabella riporta i risultati raggiunti nel periodo di vesting.

Erogazione IMD 2013 - EBITDA 2013-2015

Target EBITDA (mld €)	Moltiplicatore 2013	Moltiplicatore 2014	Moltiplicatore 2015	Moltiplicatore finale per erogazione 2016
EBITDA \geq budget+0,9	170%		170%	123% (media nel triennio)
budget \leq EBITDA < budget+0,9	130%	130%		
budget-1,0 \leq EBITDA < budget		70%	70%	
EBITDA < budget-0,9	0%	0%	0%	

Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine - Erogazione IMLT 2013

Il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 26 maggio 2016, su verifica e proposta del Compensation Committee, ha deliberato il risultato dell'utile netto adjusted + DD&A 2015 (in termini di variazione rispetto all'anno base di riferimento 2012) con posizionamento al 7° posto nel peer group, determinando un moltiplicatore annuale pari a 0% e conseguentemente, in relazione ai risultati 2013 e 2014 già consuntivati, un moltiplicatore medio triennale pari a 0%, che applicato agli incentivi attribuiti nel 2013, non determina le condizioni per l'erogazione dell'incentivo nel 2016. La tabella riporta i posizionamenti raggiunti nel periodo di vesting.

Erogazione IMLT 2013 - Utile Netto + DD&A 2013-2015^(*)

Posizionamento nel Peer Group (Exxon, Shell, Chevron, BP, Total, Conoco)	Moltiplicatore 2013	Moltiplicatore 2014	Moltiplicatore 2015	Moltiplicatore finale per erogazione 2016
1*	130%	130%	130%	0% (media nel triennio)
2*	115%	115%	115%	
3*	100%	100%	100%	
4*	85%	85%	85%	
5*	70%	70%	70%	
6*	0%	0%	0%	
7*				

(*) Misurato annualmente come variazione rispetto all'anno precedente l'attribuzione (2012).

82352/805

Compensi corrisposti agli Amministratori

Presidente del Consiglio di Amministrazione Emma Marcegaglia

Compensi fissi

Alla Presidente sono stati erogati i compensi fissi deliberati per la carica dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 pari ad un importo lordo di 90 migliaia di euro e i compensi deliberati dal Consiglio di Amministrazione del 28 maggio 2014 in relazione alle deleghe conferite, pari ad un importo lordo di 148 migliaia di euro.

Benefit

Alla Presidente sono state riconosciute forme di copertura assicurativa a fronte del rischio morte e invalidità permanente, in coerenza con quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 28 maggio 2014.

Amministratori non esecutivi

In favore dei Consiglieri sono stati erogati i compensi fissi deliberati dall'Assemblea dell'8 maggio 2014, pari ad un importo lordo di 80 migliaia di euro. Sono stati inoltre erogati i compensi aggiuntivi spettanti per la partecipazione ai Comitati consiliari, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 12 marzo 2015, il cui dettaglio è riportato nella Tabella 1 alla voce "Compensi per la partecipazione ai Comitati".

Amministratore Delegato e Direttore Generale Claudio Descalzi

Il Dott. Claudio Descalzi ricopre il ruolo di Amministratore Delegato e Direttore Generale dal 9 maggio 2014, mentre fino a tale data ha ricoperto il ruolo di COO della Divisione E&P. Nell'esercizio 2016 il Dott. Claudio Descalzi ha pertanto percepito i compensi fissi e l'incentivo monetario annuale relativi all'attuale ruolo di Amministratore Delegato e Direttore Generale e gli incentivi variabili di lungo termine maturati per il precedente ruolo, come più in dettaglio di seguito descritti.

Compensi fissi

All'Amministratore Delegato e Direttore Generale sono stati erogati i compensi fissi deliberati dal Consiglio di Amministrazione del 28 maggio 2014, che assorbono anche i compensi deliberati dall'Assemblea per tutti gli Amministratori, pari complessivamente ad un importo lordo annuo di 1.350 migliaia di euro.

Incentivazione Variabile Annuale

All'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in coerenza con la Politica sulla Remunerazione 2016, è stato erogato un incentivo variabile annuale lordo pari a 1.755 migliaia di euro collegato alla performance conseguita nell'esercizio 2015 (130 punti).

Incentivazione Monetaria Differita

In favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 17 marzo 2016, su proposta del Compensation Committee e in coerenza con la Politica sulla Remunerazione 2016, ha deliberato l'attribuzione dell'incentivo monetario differito 2016 pari a un importo lordo di 864 migliaia di euro, calcolato sulla base dei risultati di EBT 2015 deliberati dal Consiglio di Amministrazione.

Nel 2016 è inoltre giunto a maturazione l'Incentivo Monetario Differito attribuito nel 2013 al Dott. Claudio Descalzi, in qualità di COO della Divisione E&P, per un importo lordo erogato pari a 659 migliaia di euro.

Incentivazione Monetaria di Lungo Termine

In favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 15 settembre 2016, su proposta del Compensation Committee e in coerenza con la Politica sulla Remunerazione 2016, ha deliberato l'ultima attribuzione del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014-2016, per un importo lordo di 1.350 migliaia di euro.

Per quanto riguarda l'Incentivo Monetario di Lungo Termine attribuito nel 2013 al Dott. Claudio Descalzi, in qualità di COO della Divisione E&P, le performance consuntivate nel periodo triennale di riferimento non hanno determinato le condizioni per l'erogazione dell'incentivo.

Benefit

All'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in coerenza con quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 28 maggio 2014, sono state riconosciute forme di copertura assicurativa anche a fronte del rischio morte e invalidità permanente e inoltre, nel rispetto di quanto previsto dalla contrattazione nazionale e dagli accordi integrativi aziendali per la dirigenza Eni, l'iscrizione al Fondo di previdenza complementare (FOPDIRE) e al Fondo di assistenza sanitaria integrativa (FISDE) nonché l'assegnazione di un'auto-vettura a uso promiscuo.

Nell'esercizio 2016 il Dott. Claudio Descalzi, in relazione al ruolo di Amministratore Delegato e Direttore Generale, ha percepito complessivamente 3.120 migliaia di euro e, in relazione al precedente ruolo di COO della Divisione E&P (ricoperto fino all'8 maggio 2014), 659 migliaia di euro per gli incentivi variabili di lungo termine maturati; conseguentemente l'importo totale percepito è stato pari a 3.779 migliaia di euro, come riportato in tabella.

(importi in migliaia di euro)

Ruolo	Compensi fissi	Compensi variabili	Benefit	Totale
Amministratore Delegato ⁽¹⁾ e Direttore Generale	1.350	1.755	15	3.120
COO Divisione E&P ⁽²⁾		659		659
Totale compensi	1.350	2.414	15	3.779

(1) dal 9 maggio 2014.

(2) fino all'8 maggio 2014.

Compensi corrisposti ai Dirigenti con responsabilità strategiche

Compensi fissi

Per gli attuali Dirigenti con responsabilità strategiche, nell'ambito del processo di salary review annuale previsto per tutti i dirigenti, nel 2016 sono stati apportati adeguamenti selettivi della remunerazione fissa, in relazione alla promozione a posizioni di livello superiore, ovvero in relazione ad esigenze di adeguamento dei livelli retributivi rispetto ai riferimenti di mercato riscontrati. Il valore lordo aggregato delle retribuzioni fisse erogate nel 2016 ai Dirigenti con responsabilità strategiche è riportato nella Tabella 1 del capitolo "Compensi corrisposti nel 2016", alla voce "Compensi fissi".

82352/806

Incentivazione Variabile Annuale

A marzo 2016, in favore dei Dirigenti con responsabilità strategiche, sono stati erogati incentivi variabili annuali determinati in coerenza con la Politica sulla Remunerazione definita, con riferimento alla performance consuntivata nell'esercizio 2015. In particolare, l'incentivo risulta connesso ai risultati aziendali e a una serie di obiettivi di business, di sostenibilità (sicurezza, tutela ambientale, relazioni con gli stakeholder) e individuali assegnati in relazione al perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto, in coerenza con quanto previsto nel Piano di performance Eni 2015. Il valore lordo aggregato degli incentivi erogati nel 2016 ai Dirigenti con responsabilità strategiche è riportato nella Tabella 2 del capitolo "Compensi corrisposti nel 2016", alla voce "Bonus dell'anno – erogabile/erogato".

Incentivazione Monetaria Differita

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, è stata effettuata l'attribuzione dell'incentivo monetario differito 2016, determinato in coerenza con la Politica sulla Remunerazione definita, nonché sulla base dei risultati di EBT 2015 deliberati dal Consiglio di Amministrazione il 17 marzo 2016 su proposta del Compensation Committee. Nel 2016 è inoltre giunto a maturazione l'incentivo Monetario Differito attribuito nel 2013. Il valore lordo aggregato degli incentivi attribuiti e di quelli erogati ai Dirigenti con responsabilità strategiche è riportato nella Tabella 2 del capitolo "Compensi corrisposti nel 2016", rispettivamente alle voci "Bonus dell'anno – differito" e "Bonus di anni precedenti – erogabili/erogati".

Incentivazione Monetaria di Lungo Termine

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, nel 2016 è stata effettuata l'ultima attribuzione del Piano di Incentivazione Monetaria di

Lungo Termine 2014-2016, determinato in coerenza con la Politica sulla Remunerazione definita.

Per quanto riguarda gli incentivi monetari di lungo termine attribuiti nel 2013, le performance consuntivate nel periodo triennale di riferimento non hanno determinato le condizioni per la loro erogazione. Il valore lordo aggregato degli incentivi attribuiti e di quelli erogati ai Dirigenti con responsabilità strategiche è riportato nella Tabella 2 del capitolo "Compensi corrisposti nel 2016", rispettivamente alle voci "Bonus dell'anno – differito" e "Bonus di anni precedenti – erogabili/erogati".

Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro

Nel corso del 2016, per i Dirigenti con responsabilità strategiche che hanno risolto il rapporto di lavoro sono stati erogati, a integrazione delle competenze di legge e contrattuali, gli importi definiti in coerenza con le politiche aziendali di incentivazione all'esodo. Il valore lordo aggregato dei trattamenti erogati in relazione alle risoluzioni intervenute nel 2016 e i relativi effetti sui Piani di Incentivazione in essere sono riportati nel capitolo "Compensi corrisposti nel 2016", rispettivamente nella Tabella 1 alla voce "Indennità di fine carica e di cessazione del rapporto di lavoro" e nella Tabella 2 alla voce "Bonus di anni precedenti – non più erogabili" (nota 3).

Benefit

Ai Dirigenti con responsabilità strategiche, nel rispetto della contrattazione nazionale e degli accordi integrativi aziendali per la dirigenza Eni, sono stati riconosciuti i benefit previsti, e in particolare l'iscrizione al Fondo di previdenza complementare (FOPDI-RE), l'iscrizione al Fondo di assistenza sanitaria integrativa (FISDE), forme di copertura assicurativa anche a fronte del rischio morte e invalidità, nonché l'assegnazione di un'autovettura a uso promiscuo.

na

82352/807

Compensi corrisposti nell'esercizio 2016

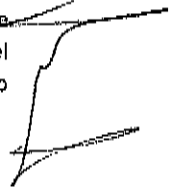
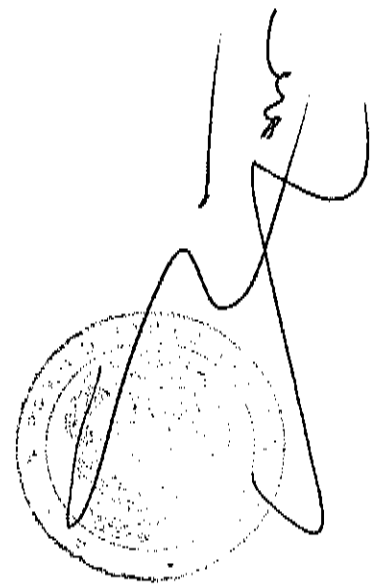
Tabella 1 - Compensi corrisposti agli Amministratori, ai Sindaci, all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi agli Amministratori, ai Sindaci, all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e, a livello aggregato, agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche²⁵. È fornita separata indicazione dei compensi percepiti da società controllate e/o collegate a eccezione di quelli rinunciati o riversati alla società. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

In particolare:

- nella colonna "Compensi fissi" sono riportati, secondo un criterio di competenza, gli emolumenti fissi e le retribuzioni da lavoro dipendente spettanti nell'anno al lordo degli oneri previdenziali e fiscali a carico del dipendente; sono esclusi i gettoni di presenza in quanto non previsti. In nota è fornito il dettaglio dei compensi nonché separata indicazione delle eventuali indennità e competenze riferibili al rapporto di lavoro;
- nella colonna "Compensi per la partecipazione ai Comitati" è riportato, secondo un criterio di competenza, il compenso spettante agli Amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio. In nota è fornita separata indicazione dei compensi per ciascun Comitato a cui il consigliere partecipa;

- nella colonna "Compensi variabili non equity" sono riportati, alla voce "Bonus e altri incentivi", gli incentivi erogati nell'anno a fronte dell'avvenuta maturazione dei relativi diritti a seguito della verifica ed approvazione dei relativi risultati di performance da parte dei competenti organi societari, secondo quanto specificato, con maggiori dettagli, nella Tabella "Piani di incentivazione monetaria in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche"; nella colonna "Partecipazione agli utili" non è riportato alcun dato in quanto non sono previste forme di partecipazioni agli utili;
- nella colonna "Benefici non monetari" è riportato, secondo criteri di competenza e di imponibilità fiscale, il valore dei fringe benefit assegnati;
- nella colonna "Altri compensi" sono riportate, secondo un criterio di competenza, tutte le eventuali ulteriori retribuzioni derivanti da altre prestazioni fornite;
- nella colonna "Totale" è indicata la somma degli importi delle precedenti voci;
- nella colonna "Fair value dei compensi equity" è indicato il fair value di competenza dell'esercizio relativo ai piani di stock option in essere, stimato secondo i principi contabili internazionali che ripartiscono il relativo costo nel periodo di vesting;
- nella colonna "Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro" sono indicate le indennità maturate, anche se non ancora corrisposte, per le cessazioni intervenute nel corso dell'esercizio o in relazione al termine del mandato e/o rapporto.

(25) Non sussistono i presupposti previsti dalla vigente normativa per la disclosure su base individuale.



82352/808

Tabella 1 - Compensi corrisposti agli Amministratori, ai Sindaci, all'Amministratore Delegato e Direttore Generale e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche (importi in migliaia di euro)

Compensi variabili non equity													Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro
Nome e Cognome	Note	Carica	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica ⁽¹⁾	Compensi fissi	Compensi per la partecip. ai Comitati	Bonus e altri incentivi	Partecipazione agli utili	Benefici non monetari	Altri compensi	Totale	Fair Value dei compensi equity	
Consiglio di Amministrazione													
Emma Marcegaglia	(1)	Presidente	01.01 - 31.12	05.2017	238 ^(a)						238		
Claudio Descalzi	(2)	Amm. Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	05.2017	1.350 ^(a)		1.755 ^(b)		15		3.120		
Andrea Gemma	(3)	Consigliere	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)	90 ^(a)					170		
Pietro Angelo Guindani	(4)	Consigliere	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)	50 ^(a)					130		
Karina Litvack	(5)	Consigliere	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)	63 ^(a)					143		
Alessandro Lorenzi	(6)	Consigliere	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)	80 ^(a)					160		
Diva Moriani	(7)	Consigliere	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)	51 ^(a)					131		
Fabrizio Paganì	(8)	Consigliere	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)	50 ^(a)					130		
Alessandro Profumo	(9)	Consigliere	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)	40 ^(a)					120		
Collegio Sindacale													
Matteo Caratozzolo	(10)	Presidente	01.01 - 31.12	05.2017	80 ^(a)					97 ^(a)	177		
Paola Camagni	(11)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	05.2017	70 ^(a)					80 ^(a)	150		
Alberto Falini	(12)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	05.2017	70 ^(a)					80 ^(a)	150		
Marco Lacchini	(13)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	05.2017	70 ^(a)					12 ^(a)	82		
Marco Seracini	(14)	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	05.2017	70 ^(a)					80 ^(a)	150		
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche ^(**)	(15)	Compensi nella società che redige il Bilancio			8.595		9.118		186	126	18.025	4.603	
		Compensi da controllate e collegate			458						458		
				Totale	9.053 ^(a)		9.118 ^(a)		186 ^(a)	126 ^(a)	18.483	4.603 ^(c)	
					11.561	424	10.673		201	475	23.534	4.603	

Note

(*) La carica scade con l'Assemblea che approverà il Bilancio al 31 dicembre 2016.

(**) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società o sono stati primi riporti gerarchici dell'Amministratore Delegato (ventitre dirigenti).

(1) Emma Marcegaglia - Presidente del Consiglio di Amministrazione

(a) L'importo comprende il compenso fisso di 90 migliaia di euro stabilito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 e il compenso fisso per le deleghe di 148 migliaia di euro deliberato dal Consiglio del 28 maggio 2014.

(2) Claudio Descalzi - Amministratore Delegato e Direttore Generale

(a) L'importo comprende il compenso fisso di 550 migliaia di euro per la carica di Amministratore Delegato, che assorbe il compenso stabilito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 per la carica di consigliere, e il compenso fisso di 800 migliaia di euro in qualità di Direttore Generale; a tale importo si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali per un importo di 19 migliaia di euro.

(b) L'importo è relativo all'incentivo variabile annuale erogato nel 2016. A tale importo si aggiunge l'incentivo di 659 migliaia di euro erogato nel 2016 in relazione all'incentivo monetario differito attribuito nel 2013, in qualità di COD della Divisione E&P e determinato sulla base delle performance conseguite nel periodo di vesting 2013-2015.

(3) Andrea Gemma - Consigliere

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende 40 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi, 20 migliaia di euro per il Comitato Sostenibilità e Scenari e 30 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

(4) Pietro Angelo Guindani - Consigliere

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende 30 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e 20 migliaia di euro per il Comitato Sostenibilità e Scenari.

(5) Karina Litvack - Consigliere

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende 23 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi, 20 migliaia di euro per il Compensation Committee e 20 migliaia di euro per il Comitato Sostenibilità e Scenari.

(6) Alessandro Lorenzi - Consigliere

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende 60 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi e 20 migliaia di euro per il Compensation Committee.

(7) Diva Moriani - Consigliere

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende 12 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi, 19 migliaia di euro per il Compensation Committee e 20 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

(8) Fabrizio Paganì - Consigliere

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende 30 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Sostenibilità e Scenari e 20 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

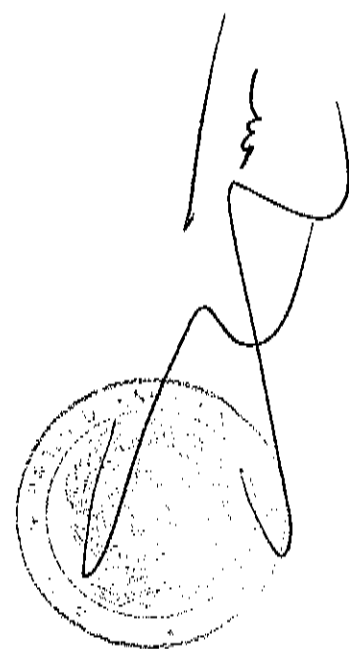
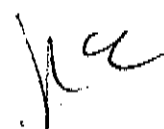
(9) Alessandro Profumo - Consigliere

(a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende 20 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Sostenibilità e Scenari e 20 migliaia di euro per il Comitato per le Nomine.

82352/809

- [10] **Matteo Caratozzolo - Presidente del Collegio Sindacale**
 (a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.
 (b) Importo relativo agli emolumenti pro-quota per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di Eni Fuel SpA (32,1 migliaia di euro) e per il compenso annuo di Presidente del Collegio Sindacale di Eni Adfin (19,5 migliaia di euro) e di TTFC SpA (45 migliaia di euro).
- [11] **Paola Camagni - Sindaco effettivo**
 (a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.
 (b) Importo relativo agli emolumenti pro-quota per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGF SpA (13,2 migliaia di euro) e di Sindaco di Eni Angola SpA (21,5 migliaia di euro), nonché per il compenso annuo di Presidente del Collegio Sindacale di Eni East Africa SpA (27 migliaia di euro) e di Sindaco di Syndiat (18 migliaia di euro).
- [12] **Alberto Fallini - Sindaco effettivo**
 (a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.
 (b) Importo relativo agli emolumenti pro-quota per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di Eni Angola SpA (32,1 migliaia di euro), nonché per il compenso annuo di Presidente del Collegio Sindacale di Eni Timor Leste SpA (18 migliaia di euro) e di Sindaco di TTFC SpA (30 migliaia di euro).
- [13] **Marco Lacchini - Sindaco effettivo**
 (a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.
 (b) Importo relativo agli emolumenti pro-quota per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di SOM (7,2 migliaia di euro) e di Sindaco di Eni East Africa SpA (5,2 migliaia di euro).
- [14] **Marco Seracini - Sindaco effettivo**
 (a) L'importo corrisponde al compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.
 (b) Importo relativo agli emolumenti pro-quota per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di LNG Shipping SpA (18,8 migliaia di euro) e di Sindaco di Eni Fuel SpA (21,5 migliaia di euro), nonché per il compenso annuo di Presidente del Collegio Sindacale di Ing. Luigi Conti Vecchi (27 migliaia di euro) e di Sindaco di Eni Adfin SpA (13 migliaia di euro).
- [15] **Altri Dirigenti con responsabilità strategiche**
 (a) All'importo di 8.595 migliaia di euro relativo alle Retribuzioni Annue Lorde si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali nonché altre indennità riferibili al rapporto di lavoro, per un importo complessivo di 851 migliaia di euro.
 (b) L'importo comprende l'erogazione di 3.170 migliaia di euro relativa agli incentivi monetari differiti e di lungo termine attribuiti nel 2013 o agli importi pro-quota dei Piani di incentivazione di lungo termine (IMD e IMLT) erogati a seguito della risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, in relazione al periodo di vesting trascorso, secondo quanto definito nei rispettivi Regolamenti dei Piani.
 (c) L'importo comprende il valore fiscalmente imponibile delle coperture assicurative e assistenziali, della previdenza complementare, dell'autovettura ad uso promiscuo.
 (d) Importi relativi agli incarichi svolti dai Dirigenti con responsabilità strategiche nell'Organismo di Vigilanza istituito ai sensi del modello 231 della Società e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari.
 (e) L'importo comprende il trattamento di Fine Rapporto e l'incentivazione all'esodo corrisposti in relazione a risoluzioni del rapporto di lavoro, a cui si aggiunge l'importo di 1.044 migliaia di euro relativo a clausole di non concorrenza erogabile entro il 2017 a scadenza del relativo periodo di vigenza, subordinatamente al rispetto degli obblighi definiti.

82352/810

Tabella 2 - Piani di incentivazione monetaria a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi variabili di natura monetaria, di breve e lungo termine, previsti a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e, a livello aggregato, degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche (inclusendo tutti i soggetti che, nel corso dell'esercizio, hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno).

Sono riportati anche i dati relativi all'Attuazione 2016 del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014-2015 i cui dettagli, secondo quanto richiesto ai sensi dell'art. 84-bis (Allegato 3 A, schema n. 7) del Regolamento Emittenti Consob, sono anche riportati nella Tabella 1 del capitolo "Allegato ai sensi dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti Consob - Attuazione 2016 del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine (IMLT) 2014-2016".

In particolare:

- nella colonna "Bonus dell'anno - erogabile/erogato" è riportato l'incentivo variabile di breve termine erogato nell'anno sulla base della consuntivazione della performance effettuata dai competenti organi societari relativamente agli obiettivi definiti per l'anno precedente;

- nella colonna "Bonus dell'anno - differito" è riportato l'importo dell'incentivo base attribuito nell'anno in attuazione dei Piani di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine;
- nella colonna "Periodo di differimento" è riportata la durata del periodo di vesting degli incentivi di lungo termine attribuiti nell'anno;
- nella colonna "Bonus di anni precedenti - non più erogabili" sono riportati gli incentivi di lungo termine non più erogabili in relazione alla consuntivazione delle condizioni di performance del periodo di vesting ovvero le quote di incentivo decadute per gli eventi attinenti il rapporto di lavoro disciplinati dai Regolamenti dei Piani;
- nella colonna "Bonus di anni precedenti - erogabili/erogati" sono riportati gli incentivi variabili di lungo termine erogati nell'anno, maturati sulla base della consuntivazione delle condizioni di performance del periodo di vesting ovvero le quote di incentivo erogate per gli eventi attinenti il rapporto di lavoro disciplinati dai Regolamenti dei Piani;
- nella colonna "Bonus di anni precedenti - ancora differiti" sono riportati gli incentivi attribuiti negli anni precedenti, in attuazione dei Piani di lungo termine non ancora giunti a maturazione (vested).
- nella colonna "Altri Bonus" sono riportati gli incentivi erogati a titolo di una tantum straordinarie connessi al raggiungimento nell'anno di risultati o progetti di particolare rilevanza.

Il Totale delle colonne "Bonus dell'anno - erogabile/erogato", "Bonus di anni precedenti - erogabili/erogati" e "Altri bonus" coincide con quanto indicato nella colonna "Bonus e altri incentivi" della Tabella 1.

Tabella 2 - Piani di incentivazione monetaria a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche
(importi in migliaia di euro)

Nome e Cognome	Carica	Piano	Bonus dell'anno			Bonus di anni precedenti			Altri bonus
			erogabile/ erogato	differito	periodo di differimento	non più erogabili	erogabili/ erogati ⁽¹⁾	ancora differiti	
Claudio Descalzi	Amministratore Delegato e Direttore Generale ⁽²⁾	Piano di Incentivazione Monetaria Annuale 2016	1.755						
		CdA 17 marzo 2016							
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2016		864	triennale				
		CdA 17 marzo 2016							
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2016		1.350	triennale				
		CdA 15 settembre 2016							
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2015						864	
		CdA 12 marzo 2015							
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2015						1.350	
		CdA 17 settembre 2015							
Totale		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014					1.350		
		CdA 17 settembre 2014							
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche ⁽³⁾			1.755	2.214				3.564	
			5.948						
		Piano di Incentivazione Monetaria Annuale 2016							
		CdA 17 marzo 2016							
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2016		3.571	triennale				
		CdA 17 marzo 2016							
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2016		3.414	triennale				
		CdA 15 settembre 2016							
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2015							
		CdA 12 marzo 2015				261 ⁽⁴⁾	272 ⁽⁴⁾	2.964	
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2015							
		CdA 17 settembre 2015				337 ⁽⁴⁾	192 ⁽⁴⁾	3.121	
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2014							
		CdA 17 marzo 2014				86 ⁽⁴⁾	201 ⁽⁴⁾	1.184	
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014							
		CdA 17 settembre 2014				369 ⁽⁴⁾	160 ⁽⁴⁾	2.488	
		Piano di Incentivazione Monetaria Differita 2013							
		Attribuzione: CdA 14 marzo 2013				81	2.200		
		Erogazione: CdA 17 marzo 2016							
		Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2013							
Attribuzione: CdA 19 settembre 2013					1.836	145			
Erogazione: CdA 17 marzo 2016									
Totale			5.948	6.985		2.970	3.170	9.757	
			7.703	9.199		2.970	3.170	13.321	

[1] Erogazione relativa all'incentivo monetario differito e all'incentivo monetario di lungo termine attribuiti nel 2013.

[2] Per Claudio Descalzi, in relazione al precedente ruolo di COO della Divisione E&P ricoperto fino all'8 maggio 2014, nel 2016 risulta erogato l'importo di 650 migliaia di euro relativo all'incentivo monetario differito attribuito nel 2013, determinato in relazione alle performance conseguite nel periodo di vesting 2013-2015 mentre risulta non più erogabile l'importo di 589 migliaia di euro relativo all'incentivo monetario di lungo termine attribuito nel 2013, determinato in relazione alle performance conseguite nel periodo di vesting 2013-2015. Sempre in relazione al precedente ruolo di COO della Divisione E&P, per Claudio Descalzi risulta ancora differito l'incentivo Monetario Differito attribuito nel 2014 pari a 378 migliaia di euro.

[3] Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società o sono stati primi riporti dell'Amministratore Delegato (ventitre dirigenti).

[4] Importo pro-quota non più erogabile a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro, in relazione al periodo di vesting trascorso, secondo quanto definito nel Regolamento del Piano.

[5] Importo pro-quota erogato a seguito di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, in relazione al periodo di vesting trascorso, secondo quanto definito nel Regolamento del Piano.

82 352/84

Partecipazioni detenute

Nella tabella seguente sono indicate, ai sensi dell'art. 84-quater, quarto comma, del Regolamento Emittenti Consob, le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dagli Amministratori, dai Sindaci, dai Direttori Generali e dagli altri Dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di società controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute

e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti. Sono inclusi tutti i soggetti che, nel corso dell'esercizio, hanno ricoperto la carica anche solo per una frazione di anno.

Il numero delle azioni (tutte "ordinarie") è indicato, per ciascuna società partecipata, nominativamente per Amministratori, Sindaci e Direttori Generali delle Divisioni e, in forma aggregata, per gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Tabella 3 - Partecipazioni detenute dagli Amministratori, dai Sindaci, dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale e dagli altri Dirigenti con responsabilità strategiche

Nome e Cognome	Carica	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2015 ⁽¹⁾	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2016
Consiglio di Amministrazione						
Emma Marcegaglia	Presidente	Eni SpA	34.270	0	0	34.270
		Eni SpA ⁽¹⁾	45.000	0	0	45.000
		Eni SpA ⁽²⁾	9.272	3.431	5.049	7.654
Claudio Descalzi	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Eni SpA	39.455	0	0	39.455
Collegio sindacale						
Paola Camagni	Sindaco effettivo	Eni SpA	0	1.400	1.400	0
Marco Lacchini ⁽²⁾	Sindaco effettivo	Eni SpA	5.000	0	0	5.000
Marco Seracini	Sindaco effettivo	Saipem SpA	1.000			
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche⁽³⁾		Eni SpA	185.973	8.940	2.378	192.535
		Saipem SpA	7.070			

[*] Saipem SpA non è più controllata da Eni SpA dal 22 gennaio 2016.

[1] Nuda proprietà.

[2] Gestione patrimoniale.

[3] Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società o sono stati primi riporti gerarchici dell'Amministratore Delegato (ventitre dirigenti, di cui diciannove con partecipazioni in Eni SpA e in società controllate).

h4

82352/812

Allegato ai sensi dell'art.84-bis del Regolamento Emittenti Consob - Attuazione 2016 del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine (IMLT) 2014-2016

Con riferimento al Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014-2016 approvato dall'Assemblea ordinaria degli azionisti in data 8 maggio 2014, alle condizioni e finalità illustrate nel Documento In-

formativo disponibile sul sito internet, nella tabella seguente vengono riportati, ai sensi dell'art. 84-bis (Allegato 3 A, schema n. 7) del Regolamento Emittenti Consob, i dettagli dell'attribuzione 2016 del Piano.

Tabella n. 1 dello schema 7 dell'Allegato 3A del Regolamento n. 11971/1999
Piani di compensi basati su strumenti finanziari

		QUADRO 1						
		STRUMENTI FINANZIARI DIVERSI DALLE STOCK OPTION						
Nome e cognome o categoria	Carica (da indicare solo per i soggetti riportati nominativamente)	Sezione 2						
		Strumenti di nuova assegnazione in base alla decisione dell'organo competente per l'attuazione della delibera dell'assemblea						
		Data della rela- tiva delibera assembleare	Tipologia degli strumenti finanziari	Importo attribuito (euro)	Data assegnazione	Eventuale prezzo di acquisto dagli strumenti	Prezzo di mercato all'assigna- zione	Periodo di vesting
Claudio Descalzi	Amministratore Delegato e Direttore Generale Eni SpA	8 maggio 2014	cash	1.350.000	15/09/2016 ⁽¹⁾	n.a.	n.a.	3 anni
Fabrizio Maria Annunziata Trilli	Chairman e CEO Eni US Operating Co Inc	8 maggio 2014	cash	20.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Antonio Massimiliano Baldassarre	Managing Director e Resident Mgr Agip Karachaganak BV	8 maggio 2014	cash	52.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Carlo Baldizzone	Managing Director Eni Gas & Power NV	8 maggio 2014	cash	37.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Massimo Bechi	Amministratore Delegato Eni Deutschland GmbH	8 maggio 2014	cash	37.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Claudio Brega	Amministratore Delegato Eni Servizi SpA	8 maggio 2014	cash	104.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Guido Brusco	Managing Director Eni Angola Production BV	8 maggio 2014	cash	55.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Paolo Campelli	Managing Director Eni Mozambique Engineering Ltd	8 maggio 2014	cash	44.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Stefano Carbonara	Managing Director Eni Myanmar BV	8 maggio 2014	cash	24.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Francesco Caria	Presidente Eni Gas Transport Services Srl	8 maggio 2014	cash	50.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Fabio Cavanna	Managing Director Eni Ghana E&P Ltd	8 maggio 2014	cash	43.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Marco Coccagna	Amministratore Delegato Eni Corporate University SpA	8 maggio 2014	cash	66.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Franco Conticini	Managing Director Eni Portugal BV	8 maggio 2014	cash	15.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Fabrizio Cosco	Amministratore Delegato Eni Finance International SA	8 maggio 2014	cash	17.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Fabrizio D'Assogno	Presidente e Amministratore Delegato Tigaz Zrt	8 maggio 2014	cash	50.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Luca De Caro	Managing Director Eni Muara Bakau BV	8 maggio 2014	cash	38.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Carmino De Lorenzo	Managing Director Eni Venezuela BV	8 maggio 2014	cash	52.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Claudio De Marco	Managing Director Eni International BV	8 maggio 2014	cash	86.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Daniel Fava	Direttore Generale Eni Gas & Power France SA	8 maggio 2014	cash	47.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Daniele Ferrari	Amministratore Delegato Versalis SpA	8 maggio 2014	cash	220.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Lorenzo Fiorillo	Directeur Général Eni Congo SA	8 maggio 2014	cash	48.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Alessandro Gelmetti	Managing Director Eni South Africa BV	8 maggio 2014	cash	33.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Andrea Giaccardo	Managing Director Eni Algeria Production BV	8 maggio 2014	cash	24.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Giorgio Guidi	Managing Director Eni Pakistan Ltd	8 maggio 2014	cash	27.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Philip Duncan Hermens	Managing Director Eni Norge AS	8 maggio 2014	cash	69.096	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Massimo Maria Insulla	Managing Director Nigerian Agip Oil Company Ltd	8 maggio 2014	cash	48.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni

(1) Importo attribuito dal Consiglio di Amministrazione.

82352/813

Tabella n. 1 dello schema 7 dell'Allegato 3A del Regolamento n. 11971/1999
Piani di compensi basati su strumenti finanziari

Nome e cognome o categoria	Carico (da indicare solo per i soggetti riportati nominativamente)	QUADRO 1 STRUMENTI FINANZIARI DIVERSI DALLE STOCK OPTION						
		Sezione 2 Strumenti di nuova assegnazione in base alla decisione dell'organo competente per l'attuazione della delibera dell'assemblea						
		Data della rela- tiva delibera assembleare	Tipologia degli strumenti finanziari	Importo attribuito [euro]	Data assegnazione	Eventuale prezzo di acquisto degli strumenti	Prezzo di mercato all'assegna- zione	Periodo di vesting
Giuseppe La Scola	Chairman Versalis Pacific Trading Co Ltd	8 maggio 2014	cash	46.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Vincenzo Larocca	Amministratore Delegato Syndial SpA	8 maggio 2014	cash	100.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Franco Magnani	Amministratore Delegato Eni Trading & Shipping SpA	8 maggio 2014	cash	147.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Adriano Mangini	Managing Director IEOC Production BV	8 maggio 2014	cash	98.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Alessandro Pica	Amministratore Delegato Agenzia Giornalistica Italia SpA	8 maggio 2014	cash	45.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Biagio Pietraroia	Managing Director Agip Caspian Sea BV	8 maggio 2014	cash	45.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Luigi Piro	Managing Director Eni UK Ltd	8 maggio 2014	cash	49.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Marcello Poidomani	Chairman and Managing Director Versalis France Sas	8 maggio 2014	cash	52.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Antonio Protopapa	Chairman and Managing Director Versalis International SA	8 maggio 2014	cash	49.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Stefano Quartullo	Amministratore Delegato Eni France Sarl	8 maggio 2014	cash	34.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Naser Ramadan	General Manager Eni North Africa BV	8 maggio 2014	cash	65.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Stephen Howard Ratcliffe	Presidente e Amministratore Delegato Eni Trading & Shipping Inc	8 maggio 2014	cash	65.150	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Mauro Russo	Presidente e Amministratore Delegato Eni Iberia SLU	8 maggio 2014	cash	50.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Loris Tealdi	Managing Director Eni Iraq BV	8 maggio 2014	cash	42.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Luciano Maria Vasques	Presidente e Amministratore Delegato Tecnomare SpA	8 maggio 2014	cash	39.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Marco Volpati	Managing Director Eni International Resources Ltd	8 maggio 2014	cash	39.500	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Altri dirigenti con responsabilità strategiche Eni ⁽²⁾	15 dirigenti	8 maggio 2014	cash	3.108.000	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni
Altri dirigenti	281 dirigenti	8 maggio 2014	cash	14.652.206	19/10/16	n.a.	n.a.	3 anni

(2) Altri Dirigenti che, al momento dell'attribuzione e insieme all'Amministratore Delegato, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società o sono stati primi riporti gerarchici dell'Amministratore Delegato.

PAGINA ANNULLATA