

83 192/111

PASSIVITÀ NON CORRENTI

29 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.200	801	4.001	4.014	272	4.286
Obbligazioni ordinarie	16.520	1.445	17.965	16.044	2.959	19.003
Obbligazioni convertibili	387		387	383		383
Altri finanziatori	72	40	112	123	48	171
	20.179	2.286	22.465	20.564	3.279	23.843

L'analisi per scadenza dei debiti finanziari al 31 dicembre 2017 è la seguente:

(€ milioni)		Valore al					Scadenza			Totale quote a lungo termine	2018
Tipo	Scadenza	31.12.2017	2019	2020	2021	2022	Oltre				
Banche	2018-2032	4.001	1.290	729	341	143	697	3.200	801		
Obbligazioni ordinarie	2018-2043	17.965	2.486	2.371	934	697	10.032	16.520	1.445		
Obbligazioni convertibili	2022	387				387		387			
Altri finanziatori	2018-2032	112	45	3	3	3	18	72	40		
		22.465	3.821	3.103	1.278	1.230	10.747	20.179	2.286		

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €22.465 milioni (€23.843 milioni al 31 dicembre 2016) diminuiscono di €1.378 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €1.842 milioni e i rimborsi per €2.973 milioni nonché, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €236 milioni.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere

garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari calcolati su dati del bilancio consolidato di Eni, la cui inosservanza consente alla banca di chiedere il rimborso anticipato. Al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.664 milioni e a €1.953 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €17.965 milioni (€19.003 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano il programma di Euro Medium-Term Notes per complessivi €16.963 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €1.002 milioni.

83192/48

ENI RENDICONTI FINANZIARI ANNO 2017

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso [%]
Società emittente						
Euro Medium Term Notes						
Eni SpA	1.500	16	1.516	EUR	2019	4,125
Eni SpA	1.200	17	1.217	EUR	2025	3,750
Eni SpA	1.000	37	1.037	EUR	2020	4,250
Eni SpA	1.000	32	1.032	EUR	2018	3,500
Eni SpA	1.000	27	1.027	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2023	3,250
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR	2026	1,500
Eni SpA	900	(6)	894	EUR	2024	0,625
Eni SpA	800	1	801	EUR	2021	2,625
Eni SpA	800	(2)	798	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	13	763	EUR	2019	3,750
Eni SpA	750	7	757	EUR	2024	1,750
Eni SpA	750	4	754	EUR	2027	1,500
Eni SpA	700		700	EUR	2022	0,750
Eni SpA	650	(1)	649	EUR	2025	1,000
Eni SpA	600	(6)	594	EUR	2028	1,125
Eni Finance International SA	507	15	522	GBP	2018	4,750
Eni Finance International SA	295	3	298	EUR	2028	3,875
Eni Finance International SA	155	1	156	YEN	2037	1,955
Eni Finance International SA	417	(3)	414	USD	2026	variabile
	16.774	189	16.963			
Altri prestiti obbligazionari						
Eni SpA	375	3	378	USD	2020	4,150
Eni SpA	292		292	USD	2040	5,700
Eni USA Inc	333	(1)	332	USD	2027	7,300
	1.000	2	1.002			
	17.774	191	17.965			

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.199 milioni e riguardano Eni SpA per €1.795 milioni ed Eni Finance International SA per €404 milioni. Nel corso del 2017 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.817 milioni di euro

e riguardano Eni SpA per €1.403 milioni ed Eni Finance International SA per €414 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso [%]
Società emittente						
Eni SpA	400	(13)	387	EUR	2022	0,000
	400	(13)	387			

Tale prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio

di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options).

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 a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Me

83 192 / 779

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2017 (€ milioni)	Tasso medio %	31.12.2016 (€ milioni)	Tasso medio %
Euro	20.094	2,4	21.545	2,7
Dollaro USA	1.694	4,8	1.587	5,2
Sterlina inglese	521	5,3	540	5,3
Yen giapponese	156	2,6	171	2,6
	22.465		23.843	

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.802 milioni, di cui €750 milioni scadenti nel 2018 (€6.236 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

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 2017 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.764 milioni (€25.358 milioni al 31 dicembre 2016) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Obbligazioni ordinarie	19.219	20.501
Obbligazioni convertibili	410	439
Banche	4.021	4.244
Altri finanziatori	114	178
	23.764	25.358

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,5% (-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016).

ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

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

	31.12.2017			31.12.2016		
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	7.363		7.363	5.674		5.674
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.012		6.012	6.166		6.166
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	207		207	238		238
D. Liquidità (A+B+C)	13.582		13.582	12.078		12.078
E. Crediti finanziari	209		209	385		385
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	201		201	155		155
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	801	3.200	4.001	272	4.014	4.286
H. Prestiti obbligazionari	1.445	16.907	18.352	2.959	16.427	19.386
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	164		164	191		191
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.877		1.877	3.050		3.050
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	40	72	112	48	123	171
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	4.528	20.179	24.707	6.875	20.564	27.239
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(9.263)	20.179	10.916	(5.788)	20.564	14.776

83192 / 180

Eni Exploration Financials Annual Report 2017

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.012 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) sono illustrate alla nota n. 9 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €207 milioni (€238 milioni al 31 dicembre 2016) sono non strumentali all'attività operativa e si riferiscono alla società assicurativa di gruppo Eni Insurance DAC.

I crediti finanziari di €209 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) sono a breve termine e non strumentali all'attività operativa.

Le variazioni dell'indebitamento finanziario lordo si analizzano come segue:

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Totale
Valore al 31.12.2016	23.843	3.396	27.239
Flussi di cassa	(1.131)	(581)	(1.712)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(236)	(574)	(810)
Altre variazioni non monetarie	(11)	1	(10)
Valore al 31.12.2017	22.465	2.242	24.707

30 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo esodi agevolati	Fondo contratti onerosi	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi(*)	Totale
Valore al 31.12.2016	8.419	2.691	954	732	207	176	165	153	88	58	253	13.896
Accantonamenti		217	567	162	181	9		46		16	193	1.391
Rilevazione iniziale e variazione stima	370											370
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	271	(9)	1			1	2				(2)	264
Utilizzi a fronte oneri	(289)	(237)	(281)	(225)	(190)	(17)	(99)			(13)	(75)	(1.426)
Utilizzi per esuberanza	(10)	(17)	(50)	(52)		(32)	(1)	(10)	(3)		(25)	(200)
Differenze cambio da conversione	(646)	(1)	(95)	(66)			(7)	(7)	(1)		(11)	(834)
Altre variazioni	11	9	11	(24)	7	3			(8)	4	(27)	(14)
Valore al 31.12.2017	8.126	2.653	1.107	527	205	140	60	182	76	65	306	13.447

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €8.126 milioni accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (€7.649 milioni). Le revisioni iniziali e variazione stima di €370 milioni comprendono gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare del dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio e la revisione in aumento delle stime dei costi abbandono. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €271 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,1% e 5,9% (-0,01% e 5,8% al 31 dicembre 2016). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo rischi ambientali di €2.653 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei

suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificano gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Syndial SpA per €2.119 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €326 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi di €1.107 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a

me

83 192 | 702

contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Exploration & Production per €494 milioni e nel settore Gas & Power per €457 milioni.

Il fondo per imposte di €527 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€499 milioni).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €205 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte

di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €157 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo esodi agevolati di €140 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

Il fondo per contratti onerosi di €60 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 ed accoglie in particolare le perdite attese dal mancato utilizzo di infrastrutture per il trasporto del gas. Gli utilizzi di €99 milioni si riferiscono essenzialmente agli oneri sostenuti per il mancato utilizzo di infrastrutture per la rigassificazione e trasporto del gas.

31 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
TFR	284	298
Piani esteri a benefici definiti	409	276
FISDE e altri piani medici esteri	122	124
Altri fondi per benefici ai dipendenti	207	170
	1.022	868

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.

I piani esteri a benefici definiti sono relativi in particolare a fondi per piani pensione che riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito; la prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e il piano di incentivazione di lungo termine. 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.

83192/482

ALLEGATO 1 - INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

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

	31.12.2017					31.12.2016				
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	298	895	124	170	1.487	281	1.240	156	153	1.830
Costo corrente		24	2	54	80		28	2	56	86
Interessi passivi	3	29	2	1	35	6	34	3	1	44
Rivalutazioni:	(6)	54	(1)	3	50	19	22	(17)	1	25
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(14)			(14)	(2)	(2)	(1)	(2)	(7)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(5)	71		3	69	11	30	(2)	2	41
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(3)	(1)		(5)	10	(6)	(14)	1	(9)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)		30	29		(7)	2	(3)	(8)
Contributi al piano:		1			1		1			1
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
Benefici pagati	(10)	(37)	(5)	(37)	(89)	(8)	(33)	(6)	(31)	(78)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(12)		(2)	(14)					
Variazione dell'area di consolidamento	(1)	(15)	(1)	(3)	(20)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		59	1	(9)	51		(390)	(16)	(7)	(413)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	284	997	122	207	1.610	298	895	124	170	1.487
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		619			619		707			707
Interessi attivi		20			20		20			20
Rendimento delle attività a servizio del piano		12			12		42			42
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							(3)			(3)
Contributi al piano:		24			24		25			25
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
- Contributi del datore di lavoro		23			23		24			24
Benefici pagati		(25)			(25)		(19)			(19)
Variazione dell'area di consolidamento		(15)			(15)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(47)			(47)		(153)			(153)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		588			588		619			619
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	284	409	122	207	1.022	298	276	124	170	868

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €177 milioni e di €60 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I piani esteri a benefici definiti di €409 milioni (€276 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €334 milioni (€184 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti €207 milioni (€170 milioni al

31 dicembre 2016) riguardano: (i) piani a benefici definiti per €13 milioni riferiti al fondo gas (€12 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) piani a benefici a lungo termine per €194 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2016) riferiti agli incentivi monetari differiti per €120 milioni (€99 milioni al 31 dicembre 2016), ai premi di anzianità per €22 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2016), al piano di incentivazione di lungo termine per €13 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2016), al piano isopensione per €28 milioni e agli altri piani a lungo termine per €11 milioni (€17 milioni al 31 dicembre 2016).

He

83192/483

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2017					
Costo corrente		24	2	54	80
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)		30	29
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	3	29	2	1	35
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	3	9	2	1	15
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2		14
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				3	3
Totale	3	32	4	88	127
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		23	2	88	113
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2		14
2016					
Costo corrente		28	2	56	86
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)	2	(3)	(5)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	34	3	1	44
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	14	3	1	24
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Totale	6	38	7	53	104
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		24	4	53	81
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23

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

(€ milioni)	2017				2016			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(14)		(14)	(2)	(2)	(1)	(4)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(5)	71		66	11	30	(2)	40
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(3)	(1)	(5)	10	(6)	(14)	(10)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(12)		(12)		(42)		(42)
	(6)	42	(1)	35	19	(20)	(17)	2

83 192 / 86

INFORMAZIONI FINANZIARIE ASSICURATIVE

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2017									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	16	48	329	10	9	60	13	100	585
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	16	48	329	10	9	60	16	100	588
31.12.2016									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	105	49	270	11	1	65	14	101	616
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	105	49	270	11	1	65	17	101	619

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, 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 per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

	TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2017				
Tasso di sconto	(%) 1,5	0,6-15,5	1,5	0,0-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%) 2,5	1,5-13,5		
Tasso d'inflazione	(%) 1,5	0,6-14,8	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	13-24	24	
2016				
Tasso di sconto	(%) 1,0	0,6-17,5	1,0	0,0-1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%) 2,0	1,0-15,0		
Tasso d'inflazione	(%) 1,0	0,6-13,5	1,0	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	13-24	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

	Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Plani esteri a benefici definiti
2017					
Tasso di sconto	(%) 1,5-1,8	0,6-2,5	3,7-15,5	4,1-8,0	0,6-15,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%) 1,5-3,0	2,5-3,7	5,0-13,5	1,5-10,0	1,5-13,5
Tasso d'inflazione	(%) 1,5-1,9	0,6-3,4	3,7-14,8	1,5-4,8	0,6-14,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-24	22-24	13-17	13-24
2016					
Tasso di sconto	(%) 1,0-2,0	0,6-2,7	3,5-17,5	7,3-8,1	0,6-17,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%) 1,0-3,0	2,3-3,8	5,0-15,0	7,8-10,0	1,0-15,0
Tasso d'inflazione	(%) 1,0-1,8	0,6-3,4	3,5-13,5	5,0-5,5	0,6-13,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-22	23-24	13-15	13-24

83192 F85

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei Paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo, o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elabora-

zione delle valutazioni IAS19. 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.

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

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione		Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2017						
Effetto sull'obbligazione (DBD)						
TFR	(13)	14	9			
Piani esteri a benefici definiti	(72)	79	24	20		13
FISDE e altri piani medici esteri	(7)	7			7	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1			
31.12.2016						
Effetto sull'obbligazione (DBD)						
TFR	(15)	16	10			
Piani esteri a benefici definiti	(57)	66	33	15		23
FISDE e altri piani medici esteri	(7)	8			8	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	2	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 be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €123 milioni, di cui €59 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici sanitari	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2017				
2018	16	47	5	66
2019	17	65	5	60
2020	18	70	5	46
2021	17	79	5	8
2022	14	84	5	6
Oltre	202	64	97	31
31.12.2016				
2017	13	31	5	37
2018	14	44	5	59
2019	15	33	5	52
2020	17	33	5	3
2021	19	38	5	3
Oltre	220	97	99	42

83 192 / 486

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

(€ milioni)		TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici sanitari	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2017					
Duration media ponderata	anni	10,1	17,5	13,7	3,0
2016					
Duration media ponderata	anni	10,3	17,9	13,9	3,4

32 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €4.269 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

(€ milioni)	Passività per imposte differite
Valore al 31.12.2016	6.667
Incrementi	1.171
Decrementi	(835)
Differenze di cambio da conversione	(1.123)
Altre variazioni	20
Valore al 31.12.2017	5.900

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Passività per imposte differite	10.169	10.953
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.269)	(4.286)
	5.900	6.667
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.078)	(3.790)
Passività per imposte differite nette	1.822	2.877

Le passività nette per imposte differite di €1.822 milioni (€2.877 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati

di copertura cash flow hedge (€57 milioni di imposte differite); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€19 milioni di imposte anticipate).

83 192 | 787

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Passività per imposte differite		
- ammortamenti eccedenti	8.323	8.899
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	1.106	1.269
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	305	348
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	70	81
- altre	365	356
	10.169	10.953
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.240)	(4.722)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.747)	(2.881)
- ammortamenti non deducibili	(2.164)	(2.260)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.404)	(1.413)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(801)	(906)
- over/under lifting	(395)	(270)
- benefici ai dipendenti	(194)	(163)
- utili infragruppo	(130)	(118)
- altre	(534)	(965)
	(13.609)	(13.698)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	5.262	5.622
Attività per imposte anticipate nette	(8.347)	(8.076)
Passività nette per imposte differite	1.822	2.877

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate nette	Passività nette per imposte differite
2017					
Valore Iniziale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)	2.877
Incrementi	1.171	(2.341)	212	(2.129)	(958)
Decrementi	(835)	1.588	(349)	1.239	404
Differenze di cambio da conversione	(1.123)	862	(202)	660	(463)
Altre variazioni	3	(20)	(21)	(41)	(38)
Valore finale	10.169	(13.609)	5.262	(8.347)	1.822
2016					
Valore Iniziale	10.780	(12.307)	5.099	(7.208)	3.572
Incrementi	1.796	(2.994)	667	(2.327)	(531)
Decrementi	(1.486)	1.208	(254)	954	(532)
Differenze di cambio da conversione	229	(185)	80	(105)	124
Altre variazioni	(366)	580	30	610	244
Valore finale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)	2.877

I decrementi delle passività nette per imposte differite di €404 milioni comprendono €115 milioni di svalutazioni nette di attività per imposte anticipate per effetto della riforma fiscale negli USA.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 36,7% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €12.773 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €13.545 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.097 milioni e a società estere per €2.676 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €2.421 milioni e €2.819 milioni.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate di €5.262 milioni è riferito a società italiane per €3.947 milioni e a società estere per €1.315 milioni.

83192 / 488

33 : Altre passività non correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	91	161
Passività per imposte sul reddito	36	35
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	9	9
Depositi cauzionali	255	265
Altri debiti	45	51
Altre passività	1.043	1.247
	1.479	1.768

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 - Strumenti finanziari derivati.

I depositi cauzionali di €255 milioni (€265 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €215 milioni (€224 milioni al 31 dicembre 2016) depositi ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica.

Le altre passività di €1.043 milioni (€1.247 milioni al 31 dicembre

2016) comprendono la quota a lungo termine di €584 milioni (€664 milioni al 31 dicembre 2016) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 28 - Altre passività correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 - Rapporti con parti correlate.

34 : Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	170	86	2	188	268	2
- Interest currency swap	41	45	2	38	83	2
- Outright	3	5	2	17	15	2
	214	136		243	366	
Contratti su interessi						
- Interest currency swap	9	5	2	10	12	2
	9	5		10	12	
Contratti su merci						
- Future	796	771	1	624	611	1
- Over the counter	81	97	2	133	120	2
- Opzioni					1	2
- Altro	1	2	2	4	5	2
	878	870		761	737	
	1.101	1.011		1.014	1.115	
Contratti derivati di negoziazione						
Contratti su merci						
- Over the counter	683	829	2	1.495	1.490	2
- Future	395	390	1	561	574	1
- Opzioni	133	114	2	211	157	2
	1.211	1.333		2.267	2.221	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	227	21	2	309	150	2
- Future	35		1	1	18	1
	262	21		310	168	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	16	16	2	46	46	2
Totale contratti derivati lordi	2.590	2.381		3.637	3.550	
Compensazione	(1.279)	(1.279)		(1.281)	(1.281)	
Totale contratti derivati netti	1.311	1.102		2.356	2.269	
Di cui:						
- correnti	1.231	1.011		2.248	2.108	
- non correnti	80	91		108	161	

83 192 | 789

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 negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore 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. 36 – Patrimonio netto e n. 40 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili di €16 milioni riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine. La compensazione degli strumenti finanziari derivati di €1.279 milioni (€1.281 milioni al 31 dicembre 2016) è riferita ad Eni Trading & Shipping SpA per €1.144 milioni (€1.145 milioni al 31 dicembre 2016) e ad Eni Trading & Shipping Inc per €135 milioni (€136 milioni al 31 dicembre 2016).

Nel corso dell'esercizio 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

35 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €323 milioni e €87 milioni riguardano: (i) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz DSO (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali alla data di bilancio è in essere un accordo vincolante di cessione con il gruppo MET Holding AG. Il perfezionamento della transazione è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €241 milioni (di cui attività correnti €31 milioni) e €65 mi-

lioni (di cui passività correnti €27 milioni); (ii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili del ramo d'azienda ammontano rispettivamente a €53 milioni (di cui attività correnti €37 milioni) e €22 milioni (di cui passività correnti €10 milioni); (iii) la cessione del 50% (intera quota posseduta) della partecipazione nella joint venture Unimar Llc e di attività materiali e partecipazioni minoritarie per un valore di iscrizione complessivo di €29 milioni.

36 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

(€ milioni)

EniPower Mantova SpA

Adriaplin Ooo

Serfactoring SpA

	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
	4	5	23	21
	2	2	14	13
	(3)		12	15
	3	7	49	49

83 192 / 190

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	183	189
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale		4
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(114)	(112)
Altre riserve	280	211
Riserva per differenze cambio da conversione	4.818	10.319
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	35.966	40.367
Accanto sul dividendo	(1.441)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	3.374	(1.464)
	48.030	53.037

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2017, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale [stessi ammontari al 31 dicembre 2016].

Il 13 aprile 2017, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,40 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di €0,40 per azione. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2016 ammonta perciò a €0,80.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie di €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81
Variazione dell'esercizio 2017	(59)	14	(45)	(5)	1	(4)	(33)	29	(4)	(97)	44	(53)
Differenze cambio							(1)	3	2	(1)	3	2
Rigiro dell'esercizio 2017	53	(14)	39							53	(14)	39
Riserva al 31.12.2017	240	(57)	183				(133)	19	(114)	107	(38)	69
Riserva al 31.12.2015	(637)	163	(474)	9	(1)	8	(111)	10	(101)	(739)	172	(567)
Variazione dell'esercizio 2016	360	(90)	270	(3)		(3)	16	(35)	(19)	373	(125)	248
Differenze cambio							(4)	12	8	(4)	12	8
Rigiro dell'esercizio 2016	523	(130)	393	(1)		(1)				522	(130)	392
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81

Altre riserve

Le altre riserve di €280 milioni (€211 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);

- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);
- per €90 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (€21 milioni al 31 dicembre 2016);
- per €4 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 48,55% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);

me

83 192 (491)

- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,99% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni

ordinarie Eni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) possedute da Eni SpA.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2017 di €1.441 milioni pari a €0,40 per azione è stato deliberato il 14 settembre 2017 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 20 settembre 2017.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2017 comprende riserve distribuibili per circa €43,2 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	3.586	4.521	42.529	41.935
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(466)	(5.480)	6.110	12.384
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(1)	(44)	145	240
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	202	(188)	719	461
- eliminazione di utili infragruppo	(88)	(56)	(807)	(801)
- imposte sul reddito differite e anticipate	144	(210)	(617)	(1.133)
	3.377	(1.457)	48.079	53.086
Interessenze di terzi	(3)	(7)	(49)	(49)
Come da bilancio consolidato	3.374	(1.464)	48.030	53.037

37 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2017	2016	2015
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	166	6.526	44
Attività non correnti	814	8.615	125
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(252)	(5.415)	(77)
Passività correnti e non correnti	(205)	(6.334)	(45)
Effetto netto dei disinvestimenti	523	3.392	47
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		7	(34)
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)	
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	2.148	11	66
Interessenze di terzi		(1.872)	
Totale prezzo di vendita	2.671	532	79
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9)	(894)	(6)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.662	(362)	73

I disinvestimenti 2017 riguardano: (i) la cessione a ExxonMobil del 25% del permesso esplorativo Area 4 nell'offshore del Mozambico dove sono state rinvenute significative risorse a gas per le quali sono in corso i progetti di sviluppo, in particolare nel 2017 è stata finalizzata la FID del progetto Coral FLNG. L'incasso della cessione è stato di €2.362 milioni ai quali si aggiunge

l'accollo della corrispondente frazione dei debiti finanziari del ramo d'azienda ceduto di €264 milioni; (ii) la cessione del 100% della società consolidata di Eni Gas & Power NV e della sua controllata Eni Wind Belgium NV che operano nelle attività Gas & Power Retail in Belgio con un incasso di €302 milioni e disponibilità liquide ed equivalenti cedute di €8 milioni.

83192/192

nel Bilancio Finanziario - Garanzie

38. Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		5.594	5.594		5.868	5.868
Imprese controllate non consolidate		181	181		246	246
Imprese in joint operation consolidate		1	1		1	1
Imprese in joint venture e collegate	6.124	3.922	10.046	6.124	2.112	8.236
Altri		352	352		202	202
	6.124	10.050	16.174	6.124	8.429	14.553

Le garanzie di €16.174 milioni (€14.553 milioni al 31 dicembre 2016) aumentano di €1.621 milioni per effetto, essenzialmente, delle garanzie rilasciate a beneficio delle parti terze che hanno gli obblighi contrattuali di costruire e finanziare l'unità di Floating Production di LNG ai fini dello sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral nel permesso Area 4 nell'offshore del Mozambico. Eni è operatore con una quota del 25% del progetto attraverso la partecipazione azionaria del 35,71% nella joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) a valle della cessione, perfezionata lo scorso dicembre, a ExxonMobil del 50% della partecipazione precedentemente posseduta. Il progetto Coral ha ottenuto la FID il 1° giugno 2017 a seguito della firma rispettivamente: (i) del contratto di Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (Floating LNG - FLNG) con il consorzio TJS (Technip - JGC - Samsung Heavy Industries) del valore di \$5.248 milioni, pari a €4.375 milioni; (ii) degli accordi di project financing con Export Credit Agencies (Sace, BPI, K-Exim, K-Sure e Sinosure) e banche commerciali dell'ammontare complessivo di \$4.676 milioni, pari a €3.898 milioni. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno di LNG sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA partecipata da Eni inizialmente al 50% e attualmente al 25% successivamente all'ingresso di ExxonMobil nella compagine societaria. Tale società di scopo eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari dell'EPCIC di Area 4, gli upstreamer. Il gas liquefatto sarà venduto alla società petrolifera BP sulla base di un contratto di lungo termine con clausola di take-or-pay della durata di 20 anni con l'opzione di estenderne la durata fino ad altri dieci anni consecutivi (LNG Sale and Purchase Agreement). A copertura degli obblighi contrattuali derivanti dal contratto di EPCIC Eni, tramite una propria controllata, ha emesso a beneficio del Consorzio TJS una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA fino all'ammontare massimo di \$1.312 milioni, pari a €1.094 milioni, corrispondenti al 25% del valore del contratto. Il valore della garanzia decresce nel corso della durata del contratto in accordo alla struttura dei pagamenti. Nella fase relativa alla costruzione e messa in esercizio dell'impianto FLNG, il project financing sarà assistito dalla garanzia di rimborso (cosiddetta "Debt Service Undertaking" - "DSU") per un valore massimo stimato di \$6.400 milioni, pari a \$1.600 milioni (€1.334 milioni) in proporzione alla quota del 25% di partecipazione di Eni all'iniziativa industriale. Nella fase di esercizio dell'impianto, una volta superati tutti i performance test richiesti dai lender, tale garanzia sarà rilasciata e il finanziamento diventerà interamente non recourse nei confronti degli

Sponsor e dei Concessionari. Nella fase di esercizio, le garanzie a favore dei lender saranno limitate al solo perimetro del progetto, senza dare in garanzia le riserve gas, con rimborso del finanziamento e dei costi accessori in base al meccanismo del "pay-when-paid", secondo cui il rimborso avverrà in base agli incassi derivanti dalle vendite dell'LNG generato dal progetto al long-term buyer, senza obbligo per Eni e per gli altri Sponsor e Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, gli Sponsor hanno sottoscritto, direttamente o mediante proprie affiliate, una linea di credito, impegnandosi ognuno pro-quota a finanziare: (i) gli esborsi equity di competenza di ENH fino ad un importo massimo di \$500 milioni, pari a €417 milioni (\$139 milioni pari a €116 milioni in quota Eni); (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di \$640 milioni, pari a €533 milioni (\$178 milioni pari a €148 milioni in quota Eni 25%). Infine, in base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del primo piano di sviluppo delle riserve del permesso, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di \$1.500 milioni, pari a €1.250 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA, ciascuno proporzionalmente al proprio participating interest, diretto o indiretto, nell'EPCIC di Area 4; in particolare pari rispettivamente al 20% e al 25% per i due soci della joint operation CNPC e ExxonMobil, quest'ultima a seguito dell'acquisto di Eni del 35,7% della joint operation perfezionato nel dicembre 2017. Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €5.594 milioni (€5.868 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.312 milioni (€1.965 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.201 milioni (€1.380 milioni al 31 dicembre 2016); (iii) la garanzia bancaria di €1.010 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciata a GasTerra

Ma

83192/493

ENI REPORTING - INFORMAZIONI AGGIUNTIVE 2017

al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016; (iv) rischi assicurativi per €137 milioni che Eni ha riassicurato (€141 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €5.563 milioni (€5.784 milioni al 31 dicembre 2016). Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €181 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €176 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €12 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2016).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €10.046 milioni (€8.236 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluso il gruppo Saipem, garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente

assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.623 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €1.334 milioni riferiti alle garanzie rilasciate nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciate a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.122 milioni (€1.705 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €1.094 milioni relativi agli impegni assunti per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nell'ambito del progetto di sviluppo riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico e €1.008 milioni rilasciati nell'interesse del gruppo Saipem (€1.705 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €2.594 milioni (€2.109 milioni al 31 dicembre 2016).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €352 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano essenzialmente: (i) la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse di ENH per lo sviluppo della scoperta Coral nell'offshore del Mozambico per €148 milioni (€178 milioni in quota Eni 25%); (ii) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €169 milioni (€193 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €224 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2016).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Impegni	14.498	20.682
Rischi	691	605
	15.189	21.287

Gli impegni di €14.498 milioni (€20.682 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.289 milioni (€12.415 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) gli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO per €4.344 milioni al 31 dicembre 2016 sono stati azzerati a seguito dell'avvio dei progetti di sviluppo in Angola e in Ghana operati attraverso le suddette navi FPSO la cui acquisizione in leasing operativo hanno comportato l'iscrizione dei canoni futuri non cancellabili nella tabella "Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali" della presente sezione; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti rispettivamente della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031) e della società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della relativa capacità di rigassificazione del terminale per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per un termine analogo. Tali impegni contrattuali stimati rispettivamente in €2.113 milioni e €948 milioni (€2.541 milioni e €1.156 milioni al 31 dicembre 2016) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di

sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €128 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2016); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di €691 milioni (€605 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €235 milioni (€334 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €456 milioni (€271 milioni al 31 dicembre 2016).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa \$16 miliardi (€13,3 miliardi), pur non costituendo un riferimento valido per valorizza-

83 192/794

Eni & C. S.p.A. - Bilancio Consolidato 2017

re la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

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 la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (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.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

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 non commodity 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 Gas & LNG Marketing and Power 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 a 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. 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, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e 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 centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. 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 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, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. 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 delle esposizioni commerciali 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 man-

me

83192/795

tenimento 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 DI 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'accentramento 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 DI 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 a 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 DI 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: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono 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 Consiglio di Amministrazione 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; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a 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; (iii) 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 Consiglio di Amministrazione, 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

83 192 / 796

Eni Report on Financials 2017

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 Linee di Business trasferiscono all'unità di Portfolio Management 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 a 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 Linee di Business 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 DI 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 si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) 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); (ii) 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 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 tutto il corso degli esercizi 2014-2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2017 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2016) 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).

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

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di Interesse ^(a)	3,76	1,72	2,38	2,58	5,27	2,55	3,62	3,42
Tasso di cambio ^(a)	0,57	0,08	0,22	0,26	0,34	0,04	0,14	0,17

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di Interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA ed Eni Finance USA Inc.

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

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	21,14	5,15	12,24	5,15	19,03	4,23	10,24	9,41
Trading ^(b)	2,29	0,21	0,79	0,66	2,58	0,27	0,87	1,35

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, con società estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, 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 GLP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

RISCHIO DI 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 ul-

timi, 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

ne

83192/797

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 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 2017 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Positive 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 2017 sono stati emessi bond per €1,8 miliardi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes.

Al 31 dicembre 2017, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.625 milioni di cui €41 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.802 milioni, di cui €750 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 tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	
31.12.2017							
Passività finanziarie a lungo termine	2.000	4.084	2.857	1.279	1.246	10.810	22.276
Passività finanziarie a breve termine	2.242						2.242
Passività per strumenti finanziari derivati	1.011	64	10	1	16		1.102
	5.253	4.148	2.867	1.280	1.262	10.810	25.620
Interessi su debiti finanziari	582	511	411	304	250	1.455	3.513
Garanzie finanziarie	473						473
(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
31.12.2016							
Passività finanziarie a lungo termine	2.988	2.090	4.044	2.914	1.285	10.332	23.653
Passività finanziarie a breve termine	3.396						3.396
Passività per strumenti finanziari derivati	2.108	36	76		46	3	2.269
	8.492	2.126	4.120	2.914	1.331	10.335	29.318
Interessi su debiti finanziari	696	557	486	386	277	1.605	4.007
Garanzie finanziarie	84						84

83 192 / 498

Eni Relazione Finanziaria - Anno 2017

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Anni di scadenza	Anni di scadenza			Totale
	2018	2019-2022	Oltre	
(€ milioni)				
31.12.2017				
Debiti commerciali	10.890			10.890
Altri debiti e anticipi	5.858	19	26	5.903
	16.748	19	26	16.793
Anni di scadenza				
	2017	2018-2021	Oltre	Totale
31.12.2016				
Debiti commerciali	11.038			11.038
Altri debiti e anticipi	5.665	29	22	5.716
	16.703	29	22	16.754

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative: (i) ai contratti take-or-pay 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 riti-

rare 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; (ii) ai contratti di leasing operativo di unità FPSO nel settore Exploration & Production, tra le quali in particolare le navi FPSO che operano i progetti Offshore Cape Three Points in Ghana e il Blocco 15/06 in Angola della durata compresa tra i 12 e i 21 anni.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Anni di scadenza	Anni di scadenza						Totale
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	
(€ milioni)							
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	883	525	485	371	329	1.939	4.532
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	348	411	398	375	207	13.047	14.786
Costi relativi a fondi ambientali	317	311	282	228	178	1.357	2.679
Impegni di acquisto^(c)	10.989	9.862	8.223	8.233	8.071	62.452	107.830
- Gas							
Take-or-pay	8.644	8.708	7.452	7.542	7.553	60.345	100.244
Ship-or-pay	1.272	760	516	468	380	1.291	4.687
- Altri impegni di acquisto con clausola ship-or-pay	110	99	87	73	59	161	589
- Altri impegni di acquisto ^(d)	963	295	168	150	79	655	2.310
Altri Impegni	11	3	2	2	2	108	128
- Memorandum di intenti Val d'Agri	11	3	2	2	2	108	128
	12.548	11.112	9.390	9.209	8.787	78.903	129.949

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(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 a miniera dei pozzi, la rimozione delle strutture e 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.

(d) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €948 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €31,6 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. 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.

ne

83 192 / 799

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

[€ milioni]	Anni di scadenza					Totale
	2018	2019	2020	2021	Oltre	
Impegni per investimenti committed	6.309	5.688	4.717	3.375	3.770	23.859

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

[€ milioni]	2017			2016		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)	6.012	(111)		6.166	(21)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	209	793		87	(465)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	73			75		
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	207	9	(4)	238	9	(4)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(c)	15.583	(958)		17.324	(1.116)	
- Crediti finanziari ^(a)	1.918	(116)		2.328	128	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	16.793	(51)		16.754	287	
- Debiti finanziari ^(a)	24.707	(1.137)		27.239	(291)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(e)		(42)	(6)		(524)	883

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

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €44 milioni di oneri (proventi per €17 milioni nel 2016) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €837 milioni di proventi (oneri per €482 milioni nel 2016).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €933 milioni di oneri (oneri per €840 milioni nel 2016) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €25 milioni di oneri (oneri per €276 milioni nel 2016) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

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

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nel "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €54 milioni di oneri (oneri per €523 milioni nel 2016) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €12 milioni di proventi (oneri per €1 milione nel 2016) (componente time value).

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

[€ milioni]	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2017			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	16.952	1.215	15.737
Altre attività correnti	2.852	1.279	1.573
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.963	1.215	16.748
Altre passività correnti	2.794	1.279	1.515
31.12.2016			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	18.489	896	17.593
Altre attività correnti	3.872	1.281	2.591
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.599	896	16.703
Altre passività correnti	3.880	1.281	2.599

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €1.279 milioni (€1.281 milioni al 31 dicembre 2016) la compensazione di attività e passività correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €1.144 milioni (€1.145 milioni al 31 dicembre 2016) e di Eni Trading & Shipping Inc per €135 milioni (€136 milioni

al 31 dicembre 2016); (ii) per €1.215 milioni (€896 milioni al 31 dicembre 2016) la compensazione di crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €1.041 milioni (€845 milioni al 31 dicembre 2016) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €174 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2016).

83 192 / 800

ENI - INFORMAZIONI FINANZIARIE ANNUALI 2017

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti ed è stata effettuata la messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio. La difesa ha presentato richiesta di archiviazione, mentre il Comune di Crotone si è costituito parte offesa. La Procura di Crotone ha notificato avviso di chiusura delle indagini preliminari. Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica dell'area denominata "Farina Trappeto". La società ha presentato un nuovo progetto di bonifica già ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente.
- (ii) **Syndial SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. A esito dell'udienza preliminare il Tribunale di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. A seguito di ricorso in Cassazione della Procura, la Corte ha riconosciuto la fondatezza della questione di legittimità costituzionale circa i termini di prescrizione

ne per il reato di disastro e ha accolto l'istanza, trasmettendo gli atti alla Corte Costituzionale. La Corte Costituzionale ha dichiarato non fondata la questione, ritenendo che la parificazione del termine prescrizione per l'ipotesi dolosa e la corrispondente ipotesi colposa sia espressione di una non irragionevole discrezionalità legislativa sull'assunto che, in rapporto a determinati delitti colposi che suscitano particolare allarme sociale – come il disastro – la complessità degli accertamenti necessari giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione. Si è in attesa della remissione degli atti alla Corte di Cassazione e successivamente alla Procura di Sassari.

- (iii) **Syndial SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Syndial) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Syndial e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto tutti gli indagati Syndial e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Syndial ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. Nessun riferimento è stato effettuato dal Giudice all'eventuale inefficacia della barriera idraulica e degli interventi di messa in sicurezza di emergenza su cui si fondava la posizione della Procura. La difesa ha presentato appello.
- (iv) **Syndial SpA – Discarica di Minciaredda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Syndial è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento alla procedura di bonifica dell'area Minciaredda, nel gennaio 2016 la Conferenza di Servizi Decisoria ha approvato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde dell'area di Minciaredda. Syndial ha ottenuto le necessarie autorizzazioni ministeriali e giudiziarie per avviare i lavori. È stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari.
- (v) **Syndial SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres (1).** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Syndial è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. Le indagini sono in corso.
- (vi) **Syndial SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres (2).** Nel 2015 la Procura di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area "palte fosfatiche", acque raccolte da Syndial sulla base del prov-

83192/801

vedimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto e dal Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica e gestione non autorizzata di rifiuti radioattivi. La Procura ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta, regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. Syndial ha presentato istanza di prosecuzione attività al Tribunale di Sassari. Le indagini sono in corso.

- (vii) **Syndial SpA – Clorosoda.** Procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti di società riconducibili al Gruppo Eni, che ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal Giudice lo svolgimento di una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. La relazione predisposta dai periti nominati dal Giudice esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-dicloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. A seguito della perizia la Procura ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari in relazione a 4 casi, contestando il reato di lesioni personali e formulato la richiesta di rinvio a giudizio solo in relazione alla specifica vicenda che riguarda un ex lavoratore nel frattempo deceduto. Rispetto all'iniziale contestazione, che aveva ad oggetto numerosi (oltre cento) casi di lesioni personali e omicidio colposo, il procedimento dunque si è ridimensionato. A seguito dell'udienza preliminare del giugno 2017 il Giudice ha accolto le argomentazioni difensive e ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati; la Procura ha proposto appello.

Anche in relazione al procedimento stralcio avente ad oggetto i 4 casi anzidetti il Giudice ha pronunciato la sentenza di non luogo a procedere.

- (viii) **Syndial SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Syndial ha concluso alcuni accordi transattivi. Nel novembre 2016 il Giudice ha assolto gli imputati per tutti i casi contestati ad eccezione di uno, per il quale ha emesso sentenza di condanna per 6 dei 15 imputati. Le difese degli imputati, la Procura e le parti civili hanno proposto appello. In attesa di fissazione udienza.

- (ix) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro Innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barriera realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto puntuali episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento pende in fase di prima udienza dibattimentale.

- (x) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Oli Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione ha riguardato una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, che ha emesso dapprima un provvedimento temporaneo di dissequestro degli impianti per l'esecuzione delle modifiche e poi, a esito di sopralluogo dei consulenti della Procura, il dissequestro definitivo. Una volta ottenute le necessarie autorizzazioni ministeriali e regionali, nell'agosto 2016 Eni ha riavviato la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 e su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nel maggio 2016 si era conclusa l'indagine della Procura con la richiesta di rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la Società. L'udienza preliminare si è conclusa nell'aprile 2017 con la conferma del rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica. Il processo si è aperto nel novembre 2017 e ad oggi pende in fase dibattimentale.

- (xi) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Oli Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di

83192/802

Val d'Agri - Procedimento penale

Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato per le quali indaga la Procura in fattispecie delittuose di disastro, morte e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Considerato il livello di rischio, nel dicembre 2017 Eni ha proposto richiesta di incidente probatorio sul tema salute che è stata respinta.

(xii) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatolo.**

Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – allo stato scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è in corso il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, che è stato approvato da tutti gli Enti competenti. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento ambientale nei confronti del precedente e dell'attuale Responsabile del COVA, del Responsabile HSE e dell'Operation Manager in carica al momento del fatto. Le indagini sono in corso. In data 18 aprile 2017 Eni ha di propria iniziativa sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale del 19 aprile. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento. Sono in corso le trattative per il risarcimento dei danni lamentati dai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la società ha presentato Ricorso Straordinario al Presidente della Repubblica avverso le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco del 30 ottobre 2017 e del 15 dicembre 2017 con le quali si chiede ad Eni di integrare il Rapporto di Sicurezza ed. 2016 con la valutazione del top event "perdite dai fondi dei serbatoi di stoccaggio del greggio". Con il ricorso Eni ha replicato a tale nota precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dall'evento dimostrano che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

1.2. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) **Syndial SpA - Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial al predetto risarcimento, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Syndial ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli Enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Syndial per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Syndial con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte di Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Syndial a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Syndial l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Syndial delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Syndial, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Successivamente al termine dell'esercizio di riferimento, in data 4 aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello.
- (ii) **Syndial SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo: comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare,

Ne

83 192/803

le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barriera fisica. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale.

- (iii) **Eni SpA – Syndial SpA – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Syndial ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di 33 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità, a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni condotte dai periti del Tribunale e dai periti di parte hanno prodotto valutazioni tecniche molto distanti fra loro, pertanto non è stato raggiunto un accordo conciliativo. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. I giudizi pendono nella fase dell'istruttoria.
- (iv) **Syndial SpA – Risarcimento del danno ambientale (sito di Cengio).** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio, i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel febbraio 2014 il Tribunale ha ordinato di procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee. L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli Enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale che prosegue con la fase della CTU.
- (v) **Syndial SpA e Versalis SpA – Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare

rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Syndial e Versalis ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate e condannando al rimborso delle spese di giudizio. Nel settembre 2017 il Comune ha proposto appello chiedendo di rimettere in istruttoria la causa con l'ammissione di una CTU, nonché la sospensione della provvisoria esecutività della sentenza di primo grado.

- (vi) **Eni – Raffineria di Gela SpA – EniMed SpA – Syndial SpA.** Nel dicembre 2015, 273 cittadini di Gela hanno presentato un ricorso ex art. 700 c.p.c. per chiedere che il Tribunale disponesse la fermata di tutte le attività produttive delle società del Gruppo Eni presenti nella piana di Gela al fine di porre fine all'impatto ambientale delle stesse sull'ambiente circostante e sulla salute della popolazione locale. I ricorrenti hanno chiesto altresì di nominare dei commissari ai quali affidare la gestione della fermata degli impianti e la prosecuzione degli interventi di bonifica dell'area. Inoltre è stato chiesto di ordinare al Comune di Gela, quale Autorità competente in materia di tutela sanitaria, di adottare ogni provvedimento ritenuto utile a preservare la salute della popolazione locale. L'iniziativa giudiziaria trae origine dalla presunta situazione di generale compromissione ambientale del sito e dalla conseguente necessità di tutelare la popolazione da seri rischi per la salute. L'iniziativa è stata promossa anche a seguito di talune relazioni tecniche depositate dai periti del Tribunale in un procedimento pre-contenzioso volto ad accertare la sussistenza di un nesso causale tra l'inquinamento di origine industriale e le malformazioni registrate nella città di Gela. A seguito di articolata istruttoria, nel dicembre 2017 il Tribunale di Gela ha rigettato tutte le richieste dei ricorrenti, condannandoli al pagamento delle spese processuali. Avverso tale provvedimento è stato proposto reclamo.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

- (i) **Eni SpA – Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia In A.S.").** Nel gennaio 2013 Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni, di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet

83192804

Eni International Financial Services S.p.A.

fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo). In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva. Nel maggio 2014 il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano che, nel settembre 2017 ha stabilito che, quanto alle domande di Alitalia in A.S.: (i) per il periodo 1998 - fine 2004 si sono prescritte; (ii) per il periodo successivo al giugno 2006 non si debba dar luogo ad alcun ulteriore accertamento, essendo Alitalia venuta meno ai propri oneri di allegazione; (iii) per il solo periodo compreso tra il dicembre 2004 ed il giugno 2006 verrà espletata apposita consulenza tecnica d'ufficio (CTU). A fronte di questo contenzioso è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi legali e oneri.

- (ii) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale e, sulla base di questo, richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV (che al 30 giugno 2016 presentava net assets in ottica consolidata di €34,7 miliardi) detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimarrà in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. Il merito della vicenda è oggetto di una nuova procedura arbitrale.

3. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture

di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/2001. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/2001, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecuniaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuizioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Si è in attesa del deposito delle motivazioni.

- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. Nel 2011 Eni ha ricevuto dalla Procura di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste dal D.Lgs. n. 231/2001, che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa tramite la allora "Divisione E&P") su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. Nel novembre 2012 la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex D.Lgs. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire

me

83192/805

documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento: in particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, il cui rapporto di lavoro con Saipem è cessato a inizio 2013. Nel febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura di Milano e contestualmente è stata notificata ad Eni informativa di garanzia ex D.Lgs. 231/2001. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti dell'ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

- la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;
- la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni, che hanno confermato l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni nel periodo di riferimento. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Nel gennaio 2015 è stato emesso dalla Procura di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa) per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/2001), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è stato contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni ulteriori

analisi ed approfondimenti che hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Nel febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati, mentre nell'ottobre 2015 il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e del Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Nel febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata e ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo Giudice presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, nel luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. All'udienza del 26 febbraio 2018 il Pubblico Ministero, nel concludere la propria requisitoria, ha chiesto - tra l'altro - la condanna di Eni al pagamento di una sanzione pecuniaria. Seguirà la discussione delle difese delle persone fisiche e delle persone giuridiche coinvolte. Allo stato è pertanto in corso il giudizio di primo grado.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (iii) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel Blocco 245 in Nigeria". Eni ha assicurato la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anti-corruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro

83 192/806

degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, degli attuali CEO, Chief Development, Operation & Technology Officer e Direttore International Negotiations di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il GIP ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG, che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. Il processo è stato rinviato all'udienza del 14 maggio 2018 innanzi ad altra Sezione del Tribunale di Milano, designata per la trattazione del procedimento. Sulle richieste di costituzione di parte civile si deciderà in quella sede.

Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. NAE, unitamente al suo partner, ha tempestivamente depositato presso la stessa Corte istanza di revoca del provvedimento di sequestro. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo Nigeriano.

- (iv) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art. 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di

documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate dal 2012 ad oggi con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta notificata e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Nell'aprile 2018 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione ed al Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

4. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sul carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine:

(i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turrisiani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Costatazione per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni e nel maggio 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha emesso il relativo avviso di pagamento, prontamente impugnato dalla Società innanzi alla Commissione Tributaria di I grado di Roma. Nel marzo 2018 è stato depositato il dispositivo della sentenza con la quale la Commissione ha accolto il ricorso presentato da Eni avverso la contestazione di omesso versamento di accise. La sentenza condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio;

(ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla Raffineria di Stagno (Livorno);

(iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Quest'ultimo procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e nel quale il primo procedimento è confluito, riguardando fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza, con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. Anche

83192/807

il procedimento pendente innanzi alla Procura di Prato era stato riunito nel marzo 2015 al procedimento di Roma. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti dell'allora ex Direttore Generale della "Divisione R&M". I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente, tuttavia l'accertamento in questione riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. Nel marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura di Roma nell'ambito del medesimo procedimento, per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise. Nel settembre 2015 la Procura di Roma ha disposto un accertamento tecnico al fine di verificare la rispondenza dei software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici si sono conclusi con la verifica della conformità dei software analizzati. In questa occasione si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti della Società. Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquito con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata.

Eni continua a fornire la massima collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Nel dicembre 2017 sono stati nominati nell'ambito del procedimento consulenti tecnici di rinomata professionalità e competenza, ai fini della verifica di integrità sui siti interessati dal sequestro e i cui esiti saranno oggetto di confronto con l'Autorità Giudiziaria. Le verifiche sono in corso.

Nel marzo 2018 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso di conclusione delle indagini preliminari inerente il procedimento penale n. 7320/2014 relativo ai siti Calenzano, Livorno, Sannazaro, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona. All'esito delle indagini, per quanto di interesse di Eni, il procedimento coinvolge gli allora responsabili di deposito/direttori di raffinerie sopra indicati per i reati di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise, alterazione/rimozione di sigilli, uso/detenzione di misure/pesi con falsa impronta; inoltre, in capo ad alcuni addetti di deposito ed il loro responsabile è contestata un'ipotesi di frode processuale.

- (ii) **Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** In data 6 febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubbli-

co Ministero. Dal provvedimento risulta indagato, tra gli altri, l'ex Chief Legal and Regulatory Affairs di Eni, attualmente Chief Gas & LNG Marketing and Power Officer della Società. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

Inoltre, Eni non risulta essere oggetto d'indagine.

5. Contenziosi fiscali

Contenziosi fiscali chiusi

Italia

Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono pendenti alcuni procedimenti tributari aventi ad oggetto la contestazione da parte di amministrazioni comunali dell'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativa a piattaforme offshore per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali prospicienti il territorio di tali comuni. Il lungo contenzioso di questa materia si è concluso dal punto di vista del diritto con la sentenza della Corte di Cassazione del 2016 relativa al contenzioso tributario con il Comune di Pineto, ribadita di lì a poco in un analogo contenzioso con un altro operatore petrolifero, che ha stabilito l'assoggettabilità all'imposta delle piattaforme petrolifere installate nelle acque territoriali, nonché la determinazione della base imponibile sulla base dei valori contabili e non di quelli di sostituzione e la non applicabilità di sanzioni. Con gli enti territoriali che hanno concordato sulla determinazione di una base imponibile equa e che hanno rinunciato a ogni pretesa di sanzioni, così come stabilito dalla Cassazione nel contenzioso con il Comune di Pineto, sono stati chiusi i contenziosi ed altri sono in via di definizione. Sulla base dell'aspettativa del management di concludere positivamente le conciliazioni, in bilancio è stato stanziato un fondo imposte.
- (ii) **Accise.** È stata definita una transazione con l'Agenzia delle Dogane che chiude in maniera definitiva il contenzioso relativo all'asserita sottrazione al pagamento di accise (nel periodo 2003-2008) su 650 milioni smc. La pretesa iniziale dell'Agenzia era di €114 milioni di omesse imposte, alle quali si aggiungevano interessi per €20 milioni e sanzioni per €34 milioni. Pur riconoscendo che tale minor volume dichiarato è attribuibile alla differenza di potere calorico tra le quantità di gas naturale prodotte/acquistate e quelle vendute, confermata in sede tecnico-scientifica, l'Agenzia ha mantenuto la contestazione poiché tale fenomeno non ha ancora trovato espressa regolamentazione normativa o indicazioni di prassi. Tale posizione è stata da ultimo ribadita dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano alla quale Eni aveva fatto ricorso, che però a conferma della fondatezza delle argomentazioni Eni oltre a riconoscere prescritte le annualità 2003 e 2004, ha disapplicato interamente le sanzioni, riducendo la pretesa impositiva a 78 milioni di euro (rispetto ai 168 contestati dall'Agenzia). Eni e l'Agenzia hanno concordato per una somma prossima a quella indicata dalla Commissione Tributaria.

Estero

- (iii) **Angola.** È stato definito tra le società petrolifere internazionali operanti in Angola, tra le quali Eni, e le Autorità tributarie del Paese

83 192/808

un accordo transattivo globale che pone fine a una serie di dispute protrattesi per circa 15 anni in materia di deducibilità di alcuni costi sostenuti dai contrattisti nello svolgimento delle attività petrolifere in regime di PSA, nonché di timing di deducibilità degli investimenti in progress. Tale accordo prevede il riconoscimento alle Autorità angolane di parte dei maggiori imponibili contestati sotto forma di petroleum income taxes. Per quanto riguarda Eni, i fondi esistenti nell'opening balance sono risultati capienti per sostenere gli oneri di competenza della suddetta transazione globale.

6. Contenziosi legali chiusi

- (i) **Eni SpA – Sito di Praia a Mare.** Si tratta del procedimento penale che era stato aperto presso la Procura di Paola avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo, lesioni colpose, disastro ambientale e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli Enti territoriali. Nel dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. La Procura e le parti civili hanno proposto appello. Nel settembre 2017 la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado.
- (ii) **Syndial SpA – Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono state oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la Società e i dipendenti. Syndial ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha definito con i Comuni interessati delle transazioni per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate, chiudendo definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria nei confronti degli stessi. Le attività di bonifica sono state completate e il procedimento è stato archiviato nel maggio 2017.
- (iii) **Iraq – Kazakhstan.** La Procura di Milano aveva avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultavano indagati Eni, ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231, alcuni dirigenti ed un ex dirigente della Società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq. Infatti nel giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in

particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni". I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni". Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni e a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini sono risultati altresì indagati un ulteriore dipendente della Società e altri fornitori. Nell'aprile 2012 la Procura di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il Giudice ha rigettato, ritenendola infondata, la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura e ha respinto l'appello di quest'ultima, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni abbia subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni. Anche sulla base di tale provvedimento, nel marzo 2014 la difesa di Eni ha presentato istanza di archiviazione. La Procura ha presentato richiesta di archiviazione per le persone fisiche, accolta dal Giudice nel gennaio 2017 e nel marzo 2017 il procedimento è stato archiviato anche per la persona giuridica Eni.

(iv) **Blocco Marine XII (Congo).** Nel luglio 2015 Eni ha ricevuto una richiesta di produzione documentale emessa dal Department of Justice ("DoJ") degli USA in relazione agli asset "Marine XII" in Congo e ai rapporti intrattenuti con alcune persone fisiche e società. Dai primi contatti informali intercorsi tra i legali americani incaricati da Eni e il DoJ, è emerso che l'atto si inseriva in un contesto di indagine più ampio, nei confronti di parti terze. Eni ha completato la trasmissione della documentazione richiesta dal DoJ.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività

83 192/809

di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del De-

creto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2017 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,47 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 8,53 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,94 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

83 192/810

39 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	66.920	55.764	72.290
Variazione dei lavori in corso di ordinazione	(1)	(2)	(4)
	66.919	55.762	72.286

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Accise	11.378	11.913	11.889
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	4.702	4.441	5.609
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.675	1.553	1.643
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	994	878	1.154
	18.749	18.785	20.295

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

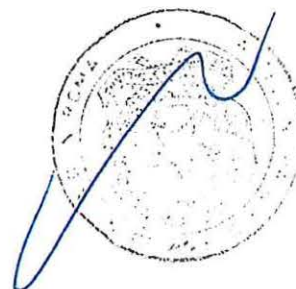
(€ milioni)	2017	2016	2015
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	3.288	14	459
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	166	238	253
Locazioni e affitti di azienda	84	81	85
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	42	72	36
Indennizzi	9	122	36
Altri proventi ^(*)	469	404	383
	4.058	931	1.252

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda di €3.288 milioni riguardano per €1.985 milioni la cessione dell'interest del 25% dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico e per €1.281 milioni la cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto. Gli indennizzi 2016 di €122 milioni riguardano il

parziale risarcimento del danno patrimoniale registrato a seguito dell'incidente occorso all'impianto di conversione EST presso la raffineria di Sannazzaro.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.



ne

83 192 / 811

40 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	35.907	27.783	39.812
Costi per servizi	12.228	12.727	13.197
Costi per godimento di beni di terzi	1.684	1.672	2.205
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	886	505	644
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	145	240	278
Altri oneri	1.844	1.512	1.135
	52.694	44.439	57.271
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(224)	(297)	(323)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(18)	(100)
	52.461	44.124	56.848

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €273 milioni (€204 milioni e €254 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e canoni per contratti di leasing operativo per €1.022 milioni (€566 milioni e €635 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €185 milioni (€161 milioni e €176 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti

petroliferi per €674 milioni (€572 milioni e €865 milioni e rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

Gli altri oneri di €1.844 milioni (€1.512 milioni e €1.135 milioni e rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali da parte del settore Gas & Power per €446 milioni (€399 milioni e €549 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015), prevalentemente relativo al business retail.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Pagabili entro:			
1 anno	883	593	495
da 2 a 5 anni	1.710	1.040	1.061
oltre 5 anni	1.939	785	809
	4.532	2.418	2.365

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti possono prevedere opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi. L'incremento di €2.114 milioni rispetto al 2016 dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili è dovuto per €2.280 milioni agli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing di navi FPSO a seguito dell'avvio nel 2017 dei progetti di sviluppo in Angola e in Ghana.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €886 milioni (€505 milioni e €644 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €375 milioni (accantonamenti netti di €55 milioni e di €179 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €200 milioni (accantonamenti netti di €198 milioni e €232 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 30 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

83192/812

Eni - Bilancio Consolidato 2017

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2017	2016	2015
Salari e stipendi	2.447	2.491	2.648
Oneri sociali	441	445	453
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	113	81	85
Altri costi	162	202	182
	3.163	3.219	3.368
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(202)	(215)	(203)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(10)	(10)	(46)
	2.951	2.994	3.119

Gli altri costi di €162 milioni (€202 milioni e €182 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono oneri per esodi agevolati per €18 milioni (€47 milioni e €31 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e oneri per programmi a contributi definiti per €90 milioni (€83 milioni e

€86 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 31 - Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2017		2016		2015	
(numero)	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	995	17	1.018	18	1.044	17
Quadri	9.089	98	9.160	109	9.091	108
Impiegati	16.721	371	17.180	384	17.685	379
Operai	5.659	285	5.703	294	5.895	303
	32.464	771	33.061	805	33.715	807

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo; l'anno 2015 non comprende i dipendenti delle discontinued operations (gruppo Saipem). Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti

con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio; coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period.

Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")²⁶ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento²⁷; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero

(26) Il Peer Group è composto dalla seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

(27) La condizione di performance connessa con il TSR ai fini dei principi contabili internazionali rappresentata una cd. market condition.

Ne

83 192/813

Eni Finanziaria consolidata - Bilancio 2017

delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposta ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla data di attivazione del piano (cd. grant date) sono state attribuite n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 7,99 euro per azione.

In particolare, la determinazione del valore di mercato è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,81 per azione), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (5,79% del prezzo dell'azione determinato considerando i dividendi annunciati nei 12 mesi precedenti l'attribuzione), considerando la volatilità del titolo (25,12%),

le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

Il costo relativo a Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, rilevato come componente del costo lavoro, ammonta a €0,4 milioni con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti ai key management personnel

I compensi spettanti ai 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 strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €43 milioni, €44 milioni e €42 milioni rispettivamente per il 2017, il 2016 e il 2015 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Salari e stipendi	25	26	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	9	12	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	7	4	2
	43	44	42

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €14,5 milioni, €7,1 milioni e €6,7 milioni rispettivamente per gli esercizi 2017, 2016 e 2015.

I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,760 milioni, €0,738 milioni e €0,551 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2017, 2016 e 2015.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in

altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	12	(1)	2
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(44)	17	(487)
	(32)	16	(485)

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power. I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity, di trading sui prez-

zi delle commodity e per attività di trading proprietario per €44 milioni di oneri netti (proventi netti per €36 milioni e oneri netti per €471 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015); (ii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production per oneri netti di €19 milioni e di €16 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015. I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 - Rapporti con parti correlate.

83 192 / 814

AMMORTAMENTI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ammortamenti:			
- attività materiali	7.199	7.308	8.646
- attività immateriali	286	253	303
	7.485	7.561	8.949
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)	(9)
	7.483	7.559	8.940

Gli ammortamenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

SVALUTAZIONI (RIPRESE DI VALORE) NETTE

(€ milioni)	2017	2016	2015
Svalutazioni:			
- attività materiali	848	1.067	5.993
- attività immateriali	14		544
	862	1.067	6.537
a dedurre:			
- riprese di valore di attività materiali	(1.055)	(1.153)	(3)
- riprese di valore di attività immateriali	(32)	(389)	
	(225)	(475)	6.534

Le svalutazioni (riprese di valore) nette sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

RADIAZIONI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Radiazioni:			
- attività materiali	239	289	678
- attività immateriali	24	61	10
	263	350	688

Le radiazioni sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

41 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.924	5.850	8.635
Oneri finanziari	(5.886)	(6.232)	(10.104)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3
	(2.073)	(403)	(1.466)
Strumenti finanziari derivati			
	837	(482)	160
	(1.236)	(885)	(1.306)

Ne

83 192/815

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(638)	(639)	(740)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(113)	(118)	(98)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	16	37	2
- Interessi attivi verso banche	12	15	19
	(834)	(726)	(814)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	3.549	5.579	8.400
- Differenze passive di cambio	(4.454)	(4.903)	(8.754)
	(905)	676	(354)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	143	120
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	106	166
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(264)	(312)	(291)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(271)	(290)	(293)
	(334)	(353)	(298)
	(2.073)	(403)	(1.466)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e 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)	2017	2016	2015
Strumenti finanziari derivati su valute	809	(494)	96
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	28	(12)	31
Opzioni		24	33
	837	(482)	160

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di €837 milioni (oneri netti per €482 milioni e proventi netti per €160 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli ef-

fetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. I proventi netti su opzioni del 2016 di €24 milioni (proventi per €33 milioni nel 2015) riguardano: (i) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam SpA per €26 milioni di proventi (proventi per €33 milioni nel 2015) dovuto al rigiro per chiusura a conto economico del valore al 31 dicembre 2015 dell'opzione implicita sul prestito obbligazionario convertibile; (ii) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile equity-linked non diluitivo per €2 milioni di oneri.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

4.2 Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2017	2016	2015
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	124	77	150
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(353)	(370)	(615)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(33)	(6)
	(267)	(326)	(471)

83 192/816

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 20 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Dividendi	205	143	402
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	163	(14)	164
Altri proventi (oneri) netti	(33)	(183)	10
	335	(54)	576

I dividendi di €205 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €167 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €21 milioni.

I dividendi relativi al 2016 di €143 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €76 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €45 milioni.

I dividendi relativi al 2015 di €402 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €222 milioni, alla Saudi European Petrochemical Co per €69 milioni, alla Snam SpA per €72 milioni e alla Galp Energia SGPS SA per €21 milioni.

Le plusvalenze nette da vendite di €163 milioni riguardano la cessione del 100% del capitale sociale di Eni Gas & Power NV e della sua controllata Eni Wind Belgium NV.

Le minusvalenze nette da vendite relative al 2016 di €14 milioni riguardano: (i) la minusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 2,22% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Snam SpA; (ii) la plusvalenza di €11 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Hungaria Zrt e di Eni Slovenia Doo; (iii) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 30% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Pokrovskoe Petroleum BV e del 60% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Zagoryanska Petroleum BV.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2015 di €164 milioni riguardano: (i) la plusvalenza di €98 milioni relativa alla cessione dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA; (ii) la plusvalenza di €46 milioni relativa alla cessione del 6,03% del capitale sociale di Snam SpA; (iii) la plusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Česká

Republika Sro; (iv) la plusvalenza di €31 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Romania Srl; (v) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC); (vi) la plusvalenza di €1 milione relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovensko Spol Sro; (vii) la minusvalenza di €47 milioni relativa alla cessione del 76% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas Cuyana SA, del 6,84% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas Cuyana SA, del 25% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas del Centro SA e del 31,35% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas del Centro SA.

Gli altri oneri netti di €33 milioni comprendono la svalutazione relativa alle partecipate Unión Fenosa Gas SA per €35 milioni.

Gli altri oneri netti relativi al 2016 di €183 milioni comprendono svalutazioni per €162 milioni relative alle partecipate Unión Fenosa Gas SA (€84 milioni), PetroSucre SA (€65 milioni) e Genomatica Inc (€13 milioni).

Gli altri proventi netti relativi al 2015 di €10 milioni comprendono: (i) il provento relativo all'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale di 77,7 milioni di azioni Snam SpA per €49 milioni per le quali era stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39; (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo copertura perdite di €10 milioni relativo alla società Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company; (iii) la svalutazione di €49 milioni della partecipazione Unión Fenosa Gas SA.

43 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2017	2016	2015
Imposte correnti:			
- imprese italiane	712	195	155
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.167	2.671	4.015
- imprese estere	142	133	218
	4.021	2.999	4.388
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(464)	(243)	881
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(162)	(813)	(2.156)
- imprese estere	72	(?)	9
	(554)	(1.063)	(1.266)
	3.467	1.936	3.122

He

83 192 / 817

Le imposte correnti relative alle imprese italiane di €712 milioni riguardano l'Ires per €26 milioni, l'Irap per €20 milioni e imposte estere per €666 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (27,5% per gli anni 2016 e 2015) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Utile ante imposte	6.844	892	(4.277)
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	27,5	27,5
Imposte teoriche	1.643	245	(1.176)
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.882	1.152	2.576
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	(96)	397	1.514
- effetto tassazione dividendi infragruppo	1	87	114
- effetto Irap delle società italiane	77	42	100
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni	(177)	8	(39)
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	61		
- effetti relativi alle discontinued operations			(288)
- altre motivazioni	76	5	321
Imposte effettive	1.824	1.691	4.298
	3.467	1.936	3.122

Nel 2017, la maggiore tassazione delle imprese estere di €1.882 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €1.811 milioni. Nel 2016, la maggiore tassazione delle imprese estere di €1.152 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €1.211 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €397 milioni è riferito alle società italiane e riguarda essenzialmente la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri. Nel 2015, la maggiore tassazione delle imprese estere di €2.576 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €2.410 milioni e comprende

l'effetto relativo alle svalutazioni di attività per imposte anticipate per effetto scenario di €1.058 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €1.514 milioni è riferito alle società italiane e riguarda la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e la riduzione dell'aliquota Ires dal 27,5% al 24% con decorrenza dal 1° gennaio 2017. L'effetto Irap delle società italiane di €100 milioni comprende €54 milioni di svalutazioni di attività per imposte anticipate connesse alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

4.4 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.601.140.133 (stesso ammontare negli esercizi 2016 e 2015).

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2017 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 1.691.413 per l'esercizio 2017. Negli anni 2016 e 2015 non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti dilutivi sui risultati.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	2017	2016	2015
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.601.140.133	3.601.140.133	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte del piano ILT azionario	1.691.413		
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.602.831.546	3.601.140.133	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni (milioni di €)	3.374	(1.464)	(8.778)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,94	(0,41)	(2,44)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,94	(0,41)	(2,44)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations (milioni di €)	3.374	(1.051)	(7.952)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,94	(0,29)	(2,21)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,94	(0,29)	(2,21)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations (milioni di €)		(413)	(826)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)		(0,12)	(0,23)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)		(0,12)	(0,23)

83 192/818

45 Esplorazione e valutazione di risorse oil&gas

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	9	4	68
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	252	170	617
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	273	204	254
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	525	374	871
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	995	1.092	735
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.860	2.818	2.637
Totale attività materiali e immateriali	2.855	3.910	3.372
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	81	118	131
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	442	417	566
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	273	204	254
Totale effort esplorativo	715	621	820

46 Informazioni per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Al 31 dicembre 2017 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

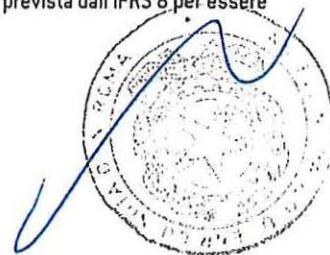
Exploration & Production: comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL.

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in

funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

Refining & Marketing e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial. I risultati della Direzione Energy Solutions, impegnata nello sviluppo del business dell'energia da fonti rinnovabili, sono compresi nell'aggregato Corporate e Altre attività poiché tale segmento operativo non soddisfa la soglia di rilevanza quantitativa prevista dall'IFRS 8 per essere un autonomo reportable segment.



Ne

83192/819

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing & Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate & Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale	Discontinued operations	
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni Infrastruttura
(€ milioni)									Continuing operations
2017									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	19.525	50.623	22.107		1.462				
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.394)	(10.777)	(2.336)		(1.291)				
Ricavi da terzi	7.131	39.846	19.771		171		66.919		66.919
Risultato operativo	2.651	75	981		(668)	(27)	8.012		8.012
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	(20)	182		245		886		886
Ammortamenti	6.747	345	360		60	(29)	7.483		7.483
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(159)	(146)	54		25		(225)		(225)
Radiazioni	260	2	1				263		263
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)		(101)		(267)		(267)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	66.661	11.058	11.599		1.108	(610)	89.816		
Attività non direttamente attribuibili							25.112		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.234	509	321		1.447		3.511		
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.273	8.851	4.005		4.053	(306)	33.876		
Passività non direttamente attribuibili							32.973		
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.739	142	729		87	(16)	8.681		
2016									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	16.089	40.961	18.733		1.343				
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.711)	(8.898)	(1.605)		(1.150)				
Ricavi da terzi	6.378	32.063	17.128		193		55.762		55.762
Risultato operativo	2.567	(391)	723		(681)	(61)	2.157		2.157
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	123	50	171		438	(277)	505		505
Ammortamenti	6.772	354	389		72	(28)	7.559		7.559
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(700)	81	104		40		(475)		(475)
Radiazioni	153	2	195				350		350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)		(144)		(326)		(326)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	75.716	12.014	10.712		1.146	(520)	99.068		
Attività non direttamente attribuibili							25.477		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.626	592	289		1.533		4.040		
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.433	8.923	3.968		3.939	(332)	33.931		
Passività non direttamente attribuibili							32.528		
Investimenti in attività materiali e immateriali	8.254	120	664		55	87	9.180		
2015									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	21.436	52.096	22.639	11.507	1.468				
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.115)	(9.917)	(2.007)	(1.243)	(1.314)				
Ricavi da terzi	9.321	42.179	20.632	10.264	154		82.550	(10.264)	72.286
Risultato operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(694)	(497)	(23)	(4.998)	694	(3.076)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	221	41	148	104	226	8	748	(104)	644
Ammortamenti	8.080	363	454	618	71	(28)	9.558	(618)	8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	590	20		7.124	(590)	6.534
Radiazioni	686	2					688		688
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(446)	(2)	(20)	17	(3)		(454)	(17)	(471)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	73.073	14.290	10.483	13.608	1.117	(543)	112.028		
Attività non direttamente attribuibili							26.973		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.884	690	243	134	36		2.987	(134)	2.853
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.742	9.313	3.657	5.861	3.824	(199)	40.198		
Passività non direttamente attribuibili							41.394		
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.980	154	628	561	64	(85)	11.302		

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

83 192 / 820

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2017								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.449	7.706	6.160	4.406	16.527	35.385	1.183	89.816
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.090	316	387	278	898	5.699	13	8.681
2016								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.769	7.370	6.960	5.397	19.471	39.812	1.289	99.068
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.163	331	460	233	1.978	5.004	11	9.180
2015								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	21.360	12.370	7.937	7.442	22.359	38.927	1.633	112.028
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.320	708	1.151	727	2.326	5.020	50	11.302

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia	21.925	21.280	24.405
Resto dell'Unione Europea	19.791	15.808	20.730
Resto dell'Europa	5.911	4.804	7.125
Americhe	5.154	3.212	4.217
Asia	7.523	5.619	9.086
Africa	6.428	4.865	6.482
Altre aree	187	174	241
	66.919	55.762	72.286

4.7 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di branding e pubblicità (per un importo inferiore a 1 milione di euro) intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;

- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, 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.

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

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che si considera parte integrante delle presenti note.

Me

83192/821

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Esercizio 2017

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017				Costi			2017			Altri proventi (oneri) operativi
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie		Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e Imprese collegate												
Petrobel Belayim Petroleum Co	86	1.205				3.168				8		
Coral FLNG SA	20	4	1.094							26	2	
Gruppo Saipem	63	76	7.270			450			5	30	9	
Karachaganak Petroleum Operating BV	36	121			652	295	4					
Mellitah Oil & Gas BV	5	220			34	461				2		
Agiba Petroleum Co	1	83				142						
Unión Fenosa Gas SA				57	1		2	202				28
Altre ⁽¹⁾	84	22			26	113	1	82	39	7		
	295	1.731	8.421		713	4.629	7	289	105	18		28
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento												
Eni BTC Ltd				169								
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	77	1	5							7		
Altre ⁽¹⁾	20	23	7		4	10		2	4	1		
	97	24	181		4	10		2	11	1		
	392	1.755	8.602		717	4.639	7	291	116	19		28
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	123	187			19	603		94	70			285
Gruppo Snam	187	351			68	1.153		83	2			
Gruppo Terna	35	31			84	122	6	98	56			15
GSE - Gestore Servizi Energetici	69	219			303	6	197	470	211	21		2
Gruppo Italgas	14	180	1			678	3	8	10			
Altre ⁽¹⁾	50	21			2	27	9	11	4	1		1
	478	989	1		476	2.589	215	764	353	22		303
Fondi pensione e fondazioni												
	1	2					25	1				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»												
	39	145			19	484	27		42			
Totale	910	2.891	8.603		1.212	7.712	274	1.056	511	41		331

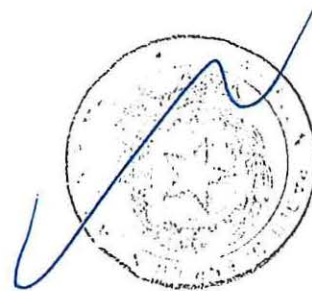
(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

83192/822

Esercizio 2016

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2016			Costi			2016			Altri proventi (oneri) operativi
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate											
Agiba Petroleum Co		1	50			156					
Gruppo Saipem		64	224	8.094		775	6	9	37	5	
Karachaganak Petroleum Operating BV		47	187		573	333	12	7	1	19	
Mellitah Oil & Gas BV		7	134		5	472					
Petrobel Belayim Petroleum Co		225	532			1.940				2	
Unión Fenosa Gas SA				57				93		1	
Altre(*)		114	25	1	32	113		86	44	13	47
		458	1.152	8.152	610	3.789	18	195	82	40	47
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Eni BTC Ltd				192							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		69	1	3					2		
Altre(*)		9	16	51	4	4		6	2	2	
		78	17	246	4	4		6	4	2	
		536	1.169	8.398	614	3.793	18	201	86	42	47
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Enel		151	254		28	780		88	95	18	182
Gruppo Snam		44	541	1	125	1.902	5	99	14		
Gruppo Terna		33	46		60	165	7	61	56		13
GSE - Gestore Servizi Energetici		58	32		206	5	32	344	68	2	5
Gruppo Italgas		54	1			4					
Altre(*)		43	24			37		62	6		
		383	898	1	419	2.893	44	654	239	20	200
Fondi pensione e fondazioni											
			2			4	28				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»											
		176	331		5	413	5		58	12	
Totale		1.095	2.400	8.399	1.038	7.103	95	855	383	74	247

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



De

83192/823

Esercizio 2015

Denominazione	31.12.2015				2015						
	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	Altri proventi (oneri) operativi
Continuing operations											
Joint venture e Imprese collegate											
Agiba Petroleum Co		6	60			187					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			1								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno				6.122							
Karachaganak Petroleum Operating BV		48	171		748	403	8		10		
Mellitah Oil & Gas BV		8	16		46	339			19		
Petrobel Belayim Petroleum Co		16	183			543					
Petromar Lda		2		6							
Unión Fenosa Gas SA		1		57							(4)
Altre ^(*)		118	42		27	124	1	60	70	37	(2)
		199	473	6.185	821	1.596	9	60	99	37	(6)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Eni México S. de RL de CV				101							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		65	1	9					3		
Altre ^(*)		17	19	3	2	2		4	2	2	
		82	20	113	2	2		4	5	2	
		281	493	6.298	823	1.598	9	64	104	39	(6)
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Enel		138	203			1.063		196	134		90
Gruppo Snam		144	522	3	137	2.014	5	249	24	1	
Gruppo Terna		18	42		109	125	14	77	19	29	12
GSE - Gestore Servizi Energetici		44	63		419	5	35	307	43		
Altre ^(*)		22	38			56	6	29	1		
		366	868	3	665	3.263	60	858	221	30	102
Fondi pensione e fondazioni		1	2			4	50				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»											
		185	300			453	12	35	60		
		833	1.663	6.301	1.488	5.318	131	957	385	69	96
Discontinued operations											
Joint venture e Imprese collegate											
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due		60	99	68		101			145		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno		9	3			3			1		
KWANDA - Suporte Logistico Lda		69	10				5		8		
Mellitah Oil & Gas BV		9				7					
Petrobel Belayim Petroleum Co		19							86		
Petromar Lda		97	16			16			45		
Altre ^(*)		14	27		10	54		1	21	1	
		277	155	68	10	181	5	1	306	1	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Altre ^(*)		1	1			2					
		1	1			2					
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Snam		25	46						36		
Altre ^(*)			5			3					
		25	51			3			36		
Fondi pensione e fondazioni							1				
		303	207	68	10	186	6	1	342	1	
Totale		1.136	1.870	6.369	1.498	5.504	137	958	727	70	96

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

83 192 / 824

Eni - Bilancio Consolidato 2017 - Note al Bilancio

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);
- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «QC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

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

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio 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. 249/2012.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €34 milioni;
- i contributi erogati e la prestazione di servizi a Eni Foundation e alla Fondazione Eni Enrico Mattei rispettivamente per €2 milioni e €4 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Esercizio 2017

(€ milioni)	31.12.2017			2017	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Coral South FLNG DMCC			1.334		
Cardón IV SA	955				86
Angola LNG Ltd			233		
Matrica SpA					9
Shatskormoneftegaz Sàrl	101				6
Société Centrale Electrique du Congo SA	66	43			
Gruppo Saipem		3	56		13
Coral FLNG SA	56				71
Altre(*)	48	49	2	1	5
	1.226	95	1.625	1	190
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	60	9			1
Eni BTC Ltd		28			
Altre(*)	1	24			
	61	61			
Imprese controllate dallo Stato					
Altre(*)		8			
		8			
Totale	1.287	164	1.625	4	191

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

ne

83192/825

Esercizio 2016

	31.12.2016			2016		Strumenti finanziari derivati
(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Joint venture e Imprese collegate						
Cardón IV SA	1.054				96	
Matrica SpA	125			93	9	
Shatskmorneftegaz Sàrl	69			13	4	
Société Centrale Electrique du Congo SA	78			18		
Unión Fenosa Gas SA		85				
Gruppo Saipem			82		43	27
Altre ⁽¹⁾	52		2	17	4	
	1.378	85	84	141	156	27
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd		54				
Altre ⁽¹⁾	46	52		1	1	
	46	106		1	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre ⁽¹⁾				3		
				3		
Totale	1.424	191	84	145	157	27

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

Esercizio 2015

	31.12.2015			2015		
(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Continuing operations						
Joint venture e Imprese collegate						
Cardón IV SA	1.112					65
Matrica SpA	209			10		11
Shatskmorneftegaz Sàrl	63			21		
Société Centrale Electrique du Congo SA	94					
Unión Fenosa Gas SA		90				
Altre ^(*)	52	7	12	19		5
	1.530	97	12	50		81
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre ^(*)	51	111				1
	51	111				1
Imprese controllate dallo Stato						
Altre ^(*)	27					1
	27					1
	1.608	208	12	50		83
Discontinued operations						
Joint venture e Imprese collegate						
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due				150		
Altre ^(*)	5					
	5		150			
Totale	1.613	208	162	50		83

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

83192/826

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario in Venezuela;
- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento, interamente svalutato, concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il finanziamento concesso alla società Shatskorneftegaz Sàrl per attività di esplorazione nel Mar Nero e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- le garanzie residue per affidamenti bancari concesse al gruppo Saipem;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizza-

zione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);

- i finanziamenti concessi alla società Servizi Fondo Bombe Metano SpA per finanziare l'attività operativa.
- il deposito di disponibilità monetarie presso la società finanziaria di Gruppo per la Eni BTC Ltd.

Gli oneri finanziari verso parti correlate non comprendono la svalutazione di crediti finanziari per €242 milioni.

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 dello stato è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	15.737	907	5,76	17.593	1.100	6,25
Altre attività correnti	1.573	30	1,91	2.591	57	2,20
Altre attività finanziarie non correnti	1.675	1.214	72,48	1.860	1.349	72,53
Altre attività non correnti	1.323	46	3,48	1.348	13	0,96
Passività finanziarie a breve termine	2.242	164	7,31	3.396	191	5,62
Debiti commerciali e altri debiti	16.748	2.808	16,77	16.703	2.289	13,70
Altre passività correnti	1.515	60	3,96	2.599	88	3,39
Altre passività non correnti	1.479	23	1,56	1.768	23	1,30

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

(€ milioni)	2017			2016			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	66.919	1.567	2,34	55.762	1.238	2,22	72.286	1.342	1,86
Altri ricavi e proventi	4.058	41	1,01	931	74	7,95	1.252	69	5,51
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(52.461)	(9.164)	17,47	(44.124)	(8.212)	18,61	(56.848)	(6.882)	12,11
Costo lavoro	(2.951)	(34)	1,15	(2.994)	(24)	0,80	(3.119)	(55)	1,76
Altri proventi (oneri) operativi	(32)	331	..	16	247	..	(485)	96	..
Proventi finanziari	3.924	191	4,87	5.850	157	2,69	8.635	83	0,96
Oneri finanziari	(5.886)	(4)	0,07	(6.232)	(145)	2,33	(10.104)	(50)	0,49
Strumenti finanziari derivati	837			(482)	27	..	160		
Discontinued operations									
Totale ricavi							10.277	344	3,35
Totale costi							(12.199)	(202)	1,66

ne

83192/827

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

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi e proventi	1.608	1.312	1.411
Costi e oneri	(5.360)	(5.623)	(5.786)
Altri proventi (oneri) operativi	331	247	96
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	391	182	105
Interessi	187	133	82
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(2.843)	(3.749)	(4.092)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations			126
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.843)	(3.749)	(3.966)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(3.838)	(2.613)	(1.151)
Disinvestimenti in partecipazioni		463	
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	425	252	(238)
Variazione crediti finanziari	298	5.650	(194)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.115)	3.752	(1.583)
Variazione debiti finanziari	(16)	(192)	13
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(16)	(192)	13
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(5.974)	(189)	(5.536)

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

	2017			2016			2015		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	10.117	(2.843)	..	7.673	(3.749)	..	11.649	(3.966)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(3.768)	(3.115)	82,67	(4.443)	3.752	..	(10.923)	(1.583)	14,49
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.595)	(16)	0,35	(3.651)	(192)	5,26	(1.351)	13	..

4.8 Altre informazioni sulle partecipazioni²⁸

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2017 e nel 2016 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2017 è di €49 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2017 e 2016 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

(28) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2017 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che costituisce parte integrante delle presenti note.

83 192/828

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2017

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settori di attività	% Interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint Venture					
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	Chimica	50,00	50,00
PetroJunín SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	40,00	40,00
Salpem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,54	31,00
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Joint operation					
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	50,00	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA)	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

Esercizio 2017

(€ milioni)	2017						
	Salpem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Petro Junín SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IVSA	Altre non rilevanti
Attività correnti	6.743	610	365	86	43	816	275
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.751	32		15	30	42	64
Attività non correnti	5.847	877	628	289	547	2.756	916
Totale attività	12.590	1.487	993	375	590	3.572	1.191
Passività correnti	4.487	234	434	94	70	644	985
- di cui passività finanziarie correnti	189	40			38		640
Passività non correnti	3.504	580	34	2	292	2.928	124
- di cui passività finanziarie non correnti	2.929	506			288	1.912	79
Totale passività	7.991	814	468	96	362	3.572	1.109
Net equity	4.599	673	525	279	228	0	82
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	31,00%	50,00%	40,00%	49,00%	50,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.413	350	210	137	114	0	28
Ricavi e altri proventi operativi	9.038	1.340	135	54		756	412
Costi operativi	(8.172)	(1.308)	(66)	(14)	(4)	(608)	(433)
Ammortamenti e svalutazioni	(740)	(89)	(29)	(15)		(357)	(113)
Risultato operativo	126	(57)	40	25	(4)	(209)	(134)
Proventi (oneri) finanziari	(223)	(38)	47			(185)	(53)
Proventi (oneri) su partecipazioni	(9)	3					(4)
Risultato ante imposte	(106)	(92)	87	25	(4)	(364)	(191)
Imposte sul reddito	(201)	1	(22)	(7)		(4)	(11)
Risultato netto	(307)	(91)	65	18	(4)	(368)	(202)
Altre componenti dell'utile complessivo	49	(41)	(68)		(6)	(26)	
Totale utile complessivo	(258)	(132)	(3)	18	(10)	(394)	(202)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(101)	(63)	26	9	(2)	(184)	(56)
Dividendi percepiti dalla joint venture				12			29

Me

83 192/829

Esercizio 2016

	2016						
(€ milioni)	Salpem SpA	Unión Fenosa Gas SA	PetroJunín SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IV SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	7.783	651	336	34	12	451	197
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.892	25	2	8	11	31	45
Attività non correnti	6.500	1.037	703	285	417	3.628	469
Totale attività	14.283	1.688	1.039	319	429	4.079	666
Passività correnti	5.668	232	480	13	36	455	433
- di cui passività finanziarie correnti	206	61					299
Passività non correnti	3.730	650	32		245	3.230	94
- di cui passività finanziarie non correnti	3.194	547			245	2.108	36
Totale passività	9.398	882	512	13	281	3.685	527
Net equity	4.885	806	527	306	148	394	139
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	30,76%	50,00%	40,00%	49,00%	50,00%	50,00%	
Valore di Iscrizione della partecipazione	1.497	434	211	150	74	197	72
Ricavi e altri proventi operativi	10.009	905	105	152		738	275
Costi operativi	(9.100)	(921)	(60)	(98)	(1)	(233)	(279)
Altri proventi (oneri) operativi							(5)
Ammortamenti e svalutazioni	(2.408)	(131)	(40)	(22)		(87)	(169)
Risultato operativo	(1.499)	(147)	5	32	(1)	418	(178)
Proventi (oneri) finanziari	(154)	31	94		1	(206)	(20)
Proventi (oneri) su partecipazioni	18	13					
Risultato ante imposte	(1.635)	(103)	99	32		212	(198)
Imposte sul reddito	(445)	23	(24)	(12)		(252)	(20)
Risultato netto	(2.080)	(80)	75	20		(40)	(218)
Altre componenti dell'utile complessivo	48	29	18			12	(2)
Totale utile complessivo	(2.032)	(51)	93	20		(28)	(220)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(144)	(82)	30	10		(20)	(125)
Dividendi percepiti dalla Joint venture				10			35

83 192 / 830

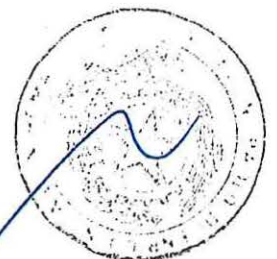
I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

Esercizio 2017

2017

(€ milioni)

	Angola LNG Ltd	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	662	192	182
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	370	62	46
Attività non correnti	7.048	91	1.698
Totale attività	7.710	283	1.880
Passività correnti	203	37	339
- di cui passività finanziarie correnti			42
Passività non correnti	1.610		1.050
- di cui passività finanziarie non correnti	1.418		997
Totale passività	1.813	37	1.389
Net equity	5.897	246	491
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	802	82	177
Ricavi e altri proventi operativi	1.374	112	462
Costi operativi	(563)	(44)	(410)
Ammortamenti e svalutazioni	(399)	(13)	(27)
Risultato operativo	412	55	25
Proventi (oneri) finanziari	(80)	6	1
Proventi (oneri) su partecipazioni			(30)
Risultato ante imposte	332	61	(4)
Imposte sul reddito		(14)	(5)
Risultato netto	332	47	(9)
Altre componenti dell'utile complessivo	(817)	(39)	(13)
Totale utile complessivo	(485)	8	(22)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	45	16	(7)
Dividendi percepiti dalla collegata		12	1



Ne

83192/831

Esercizio 2016

	2016		
	Angola LNG Ltd	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
(€ milioni)			
Attività correnti	507	253	1.338
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	339	146	32
Attività non correnti	8.376	140	569
Totale attività	8.883	393	1.907
Passività correnti	284	41	1.232
- di cui passività finanziarie correnti			25
Passività non correnti	1.863	1	270
- di cui passività finanziarie non correnti	1.699		78
Totale passività	2.147	42	1.502
Net equity	6.736	351	405
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	916	117	167
Ricavi e altri proventi operativi	84	102	1.239
Costi operativi	(281)	(61)	(1.051)
Altri proventi (oneri) operativi			(2)
Ammortamenti e svalutazioni	(188)	(13)	(625)
Risultato operativo	(385)	28	(439)
Proventi (oneri) finanziari	(70)	11	224
Risultato ante imposte	(455)	39	(215)
Imposte sul reddito		5	(108)
Risultato netto	(455)	44	(323)
Altre componenti dell'utile complessivo	200	11	(7)
Totale utile complessivo	(255)	55	(330)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(62)	14	(88)
Dividendi percepiti dalla collegata		14	39

49 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2017, 2016 e 2015 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

50 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2017, 2016 e 2015 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

51 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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

83192/832

Eni Relazione Finanziaria 2017

Informazioni supplementari sull'attività Oil&Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposi-

zioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932). Gli ammon-tari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzio-

ne, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.277	17.600	12.514	15.211	36.976	10.547	12.493	14.840	1.950	138.408
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	356	471	32	2.157	3	1.023	785	185	5.030
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	359	39	1.436	191	1.212	101	34	46	14	3.432
Immobilizzazioni in corso	681	345	2.050	1.297	2.679	1.417	421	280	124	9.294
Costi capitalizzati lordi	17.335	18.340	16.471	16.731	43.024	12.068	13.971	15.951	2.273	156.164
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.504)	(12.014)	(10.640)	(10.413)	(25.920)	(1.690)	(10.386)	(12.534)	(1.188)	(98.289)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a)	3.831	6.326	5.831	6.318	17.104	10.378	3.585	3.417	1.085	57.875
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe			67		1.419		581	1.833		3.900
Attività relative a riserve probabili e possibili		4					85			89
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7					6		13
Immobilizzazioni in corso		1	6		4		93	225		329
Costi capitalizzati lordi		5	80		1.423		759	2.064		4.331
Fondi ammortamento e svalutazione			(61)		(475)		(611)	(785)		(1.932)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^(a)		5	19		948		148	1.279		2.399
2016										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	15.951	18.678	13.492	15.262	38.539	10.790	11.680	17.127	2.085	143.604
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	301	416	55	2.461	1	1.155	903	210	5.520
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	357	42	1.627	203	1.375	111	37	77	15	3.844
Immobilizzazioni in corso	724	242	2.347	1.828	5.117	2.565	2.248	317	134	15.522
Costi capitalizzati lordi	17.050	19.263	17.882	17.348	47.492	13.467	15.120	18.424	2.444	168.490
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.022)	(12.113)	(11.374)	(11.022)	(27.264)	(1.608)	(11.000)	(14.301)	(1.227)	(102.931)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a)	4.028	7.150	6.508	6.326	20.228	11.859	4.120	4.123	1.217	65.559
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		2	82		14		657	2.037		2.792
Attività relative a riserve probabili e possibili		15					96			111
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					7		15
Immobilizzazioni in corso		9	5		1.596		24	353		1.887
Costi capitalizzati lordi		26	95		1.610		777	2.297		4.805
Fondi ammortamento e svalutazione		(20)	(72)		(482)		(682)	(602)		(1.858)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^(a)		6	23		1.128		95	1.695		2.947

[a] Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €969 milioni nel 2017 e per €1.090 milioni nel 2016 per le società consolidate e per €78 milioni nel 2017 e €95 milioni nel 2016 per le società in joint venture e collegate.

Mc

83192 / 833

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					5					5
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	31	242	77	110	65	3	76	106	5	715
Costi di sviluppo ^(a)	251	364	785	3.041	1.939	246	714	292	14	7.646
Totale costi sostenuti società consolidate	282	606	862	3.151	2.009	249	790	398	19	8.366
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					90			91
Costi di sviluppo ^(a)			2		9		4	48		63
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	2		9		94	48		154
2016										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					2					2
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	27	51	58	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(a)	387	437	694	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	752	2.060	2.089	651	1.312	21	4	7.791
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo ^(a)			1		28		12	95		136
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	1		28		25	95		150
2015										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	28	176	289		196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^(a)	207	1.006	1.574		2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863		3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					14	1		16
Costi di sviluppo ^(a)		1	1		112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		112		49	555		719

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €355 milioni nel 2017, decrementi per €665 milioni nel 2016 e decrementi per €817 milioni nel 2015.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €23 milioni nel 2017, decrementi per €15 milioni nel 2016 e costi per €54 milioni nel 2015.

83192/836

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

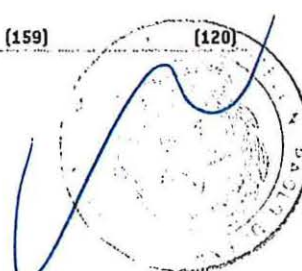
I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale

vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.619	1.897	1.056		3.888	681	911	932	3	10.987
- vendite a terzi		481	3.184	2.128	547	713	291	96	168	7.608
Totale ricavi	1.619	2.378	4.240	2.128	4.435	1.394	1.202	1.028	171	18.595
Costi operativi	(337)	(687)	(504)	(314)	(986)	(396)	(206)	(312)	(48)	(3.790)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(39)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(465)	(838)	(679)	(767)	(2.063)	(289)	(765)	(577)	(59)	(6.502)
Altri (oneri) proventi	1.563	(141)	(162)	690	(716)	(221)	(84)	(342)	2	589
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.224	590	2.673	1.546	279	488	75	(242)	57	7.690
Imposte sul risultato	(299)	(216)	(1.978)	(214)	(38)	(223)	(67)	(38)	(23)	(3.096)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	1.925	374	695	1.332	241	265	8	(280)	34	4.594
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			14		129		22	517		682
Totale ricavi			14		129		22	517		682
Costi operativi			(8)		(37)		(9)	(40)		(94)
Imposte sulla produzione			(2)		(8)			(146)		(156)
Costi di ricerca		(1)					(13)			(14)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(54)		(13)	(271)		(339)
Altri (oneri) proventi		(2)	(2)		26		3	(199)		(174)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		56		(10)	(139)		(95)
Imposte sul risultato			(1)				(4)	(20)		(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)			56		(14)	(159)		(120)

(a) Include riprese di valore nette per €158 milioni.



ne

83 192 / 835

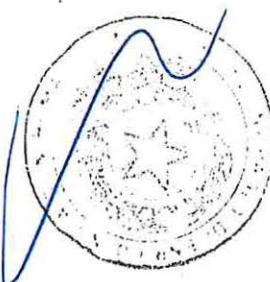
(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.217	1.673	932	9	3.178	252	1.027	833	4	9.125
- vendite a terzi		432	2.841	1.471	485	606	114	102	165	6.216
Totale ricavi	1.217	2.105	3.773	1.480	3.663	858	1.141	935	169	15.341
Costi operativi	(311)	(599)	(451)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
Imposte sulla produzione	(96)		(176)		(282)		(17)		(5)	(576)
Costi di ricerca	(35)	(40)	(45)	(42)	(142)		(39)	(28)	(3)	(374)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(923)	(943)	(675)	(691)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(201)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.272)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(490)	291	2.225	126	261	403	(212)	(18)	37	2.623
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.618)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(331)	290	607	37	358	264	(180)	(27)	28	1.046
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15				36	493		544
Totale ricavi			15				36	493		544
Costi operativi			(9)				(10)	(54)		(73)
Imposte sulla produzione			(3)					(121)		(124)
Costi di ricerca							(13)			(13)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(26)		(32)	(240)		(299)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)		(26)		(16)	(25)		(71)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		(52)		(35)	53		(36)
Imposte sul risultato			(2)				(6)	(162)		(170)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)	(1)		(52)		(41)	(109)		(206)

(a) Include riprese di valore nette per €700 milioni.

83 192 / 836

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.124	1.828	1.403	3.514	231	628	1.118	29	10.875
- vendite a terzi		501	5.681	914	659	854	131	226	8.966
Totale ricavi	2.124	2.329	7.084	4.428	890	1.482	1.249	255	19.841
Costi operativi	(403)	(642)	(948)	(1.099)	(239)	(235)	(453)	(108)	(4.127)
Imposte sulla produzione	(184)		(240)	(405)		(30)		(9)	(868)
Costi di ricerca	(35)	(205)	(164)	(216)		(210)	(35)	(6)	(871)
Ammortamenti e svalutazioni ^[a]	(750)	(2.022)	(2.938)	(3.835)	(109)	(1.491)	(1.775)	(111)	(13.031)
Altri (oneri) proventi	(215)	(142)	(564)	(290)	(156)	(282)	(9)	(23)	(1.681)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	537	(682)	2.230	(1.417)	386	(766)	(1.023)	(2)	(737)
Imposte sul risultato	(182)	589	(2.148)	272	(142)	90	406	(25)	(1.140)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	355	(93)	82	(1.145)	244	(676)	(617)	(27)	(1.877)
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			68	248		335
Totale ricavi			19			68	248		335
Costi operativi			(9)			(13)	(49)		(71)
Imposte sulla produzione			(3)				(82)		(85)
Costi di ricerca						(16)			(16)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(3)	(432)		(77)	(78)		(591)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)	(35)		(6)	(48)		(93)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(4)	3	(467)		(44)	(9)		(521)
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(4)		(467)		(36)	(38)		(545)

[a] Include svalutazioni per €5.051 milioni.



Me

83192 / 1837

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2017 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 54 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²⁹ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti³⁰. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali

future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2017 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2017 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 29% delle riserve Eni al 31 dicembre 2017³¹.

Nel triennio 2015-2017 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 96% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2017 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Blacktip (Australia).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost Oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolute in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 60%, il 59% e il 52% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 4%, il 5% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,6%, l'1,8% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2017, 2016 e 2015.

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

[30] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2017".

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