

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 verificarono 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

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 rigasificazione 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.

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

	31.12.2017					31.12.2016				
	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
(€ milioni)										
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).

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 ai benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Rivalutazioni:									
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(14)		(14)	(2)	(2)	(1)	1	(4)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(5)	71		66	11	30	(2)	1	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	(16)

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	Piani 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	Piani 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

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 dei salari	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 (DB0)						
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 (DB0)						
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:

(€ milioni)	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

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

(€ milioni)		TFR	Piani 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 contro-partita 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).

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 €7.676 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.

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						
<i>Contratti su valute</i>						
- 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	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest currency swap	9	5	2	10	12	2
	9	5		10	12	
<i>Contratti su merci</i>						
- 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						
<i>Contratti su merci</i>						
- 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						
<i>Contratti su merci</i>						
- 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	

194 BILANCIO CONSOLIDATO 2017 | NOTE AL BILANCIO

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

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)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
EniPower Mantova SpA	4	5	23	21
Adriaplin Doo	2	2	14	13
Serfactoring SpA	(3)		12	15
	3	7	49	49

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
Acconto 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 e 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);

196 BILANCIO CONSOLIDATO 2017 | NOTE AL BILANCIO

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,99% di interessenze di terzi relative ad Altagaz 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.

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

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 rilasciati 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-

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), accentra 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-

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