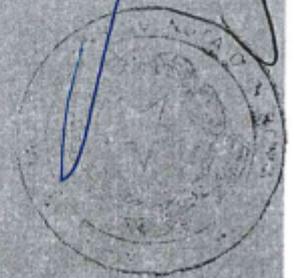


83942/637

Bilancio consolidato 2018

2	RELAZIONE SULLA GESTIONE	
143	BILANCIO CONSOLIDATO	
	Schemi di bilancio	144
	Note al bilancio consolidato	152
	Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	243
	Attestazione del management	258
	Relazione della Società di revisione	259
265	BILANCIO DI ESERCIZIO	
343	ALLEGATI	



83942/638

STATO PATRIMONIALE

[€ milioni]	Note	31.12.2018		31.12.2017	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	10.836		7.363	
Attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.552		6.012	
Attività finanziarie disponibili per la vendita				207	
Altre attività finanziarie correnti	(15)	300	49	316	73
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	14.101	633	15.421	834
Rimanenze	(8)	4.651		4.621	
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)	191		191	
Attività per altre imposte correnti	(9)	561		729	
Altre attività correnti	(10) (23)	2.258	71	1.573	30
		39.450		36.433	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	60.302		63.158	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	1.217		1.283	
Attività immateriali	(12)	3.170		2.925	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(14)	7.044		3.511	
Altre partecipazioni	(14)	919		219	
Altre attività finanziarie non correnti	(15)	1.253	915	1.675	1.214
Attività per imposte anticipate	(22)	3.931		4.078	
Altre attività non correnti	(10) (23)	792	160	1.323	46
		79.629		78.172	
Attività destinate alla vendita	(24)	295		323	
TOTALE ATTIVITÀ		118.373		114.928	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	2.182	661	2.242	164
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	3.601		2.286	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	16.747	3.664	16.748	2.808
Passività per imposte sul reddito correnti	(9)	440		472	
Passività per altre imposte correnti	(9)	1.432		1.472	
Altre passività correnti	(17) (23)	3.980	63	1.515	60
		28.382		24.795	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	20.082		20.179	
Fondi per rischi e oneri	(20)	11.886		13.447	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.117		1.022	
Passività per imposte differite	(22)	4.272		5.900	
Altre passività non correnti	(17) (23)	1.502	23	1.479	23
		38.859		42.027	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(24)	59		87	
TOTALE PASSIVITÀ		67.300		66.849	
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi	(25)	57		49	
Patrimonio netto di EnI:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		36.702		35.966	
Riserve per differenze cambio da conversione		6.605		4.818	
Altre riserve		1.672		1.889	
Azioni proprie		(581)		(581)	
Accanto sul dividendo		(1.513)		(1.441)	
Utile (perdita) dell'esercizio		4.126		3.374	
Totale patrimonio netto di EnI		51.016		48.030	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		51.073		48.079	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		118.373		114.928	

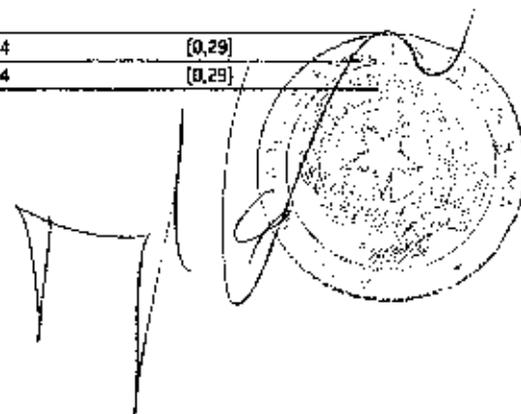
83942/639

ENI Consolidato Finanziario al 31 dicembre 2018

CONTO ECONOMICO

[€ milioni]	Note	2018		2017		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(28)						
Ricavi della gestione caratteristica		75.822	1.363	65.918	1.567	55.762	1.238
Altri ricavi e proventi		1.116	8	4.058	41	931	74
Totale ricavi		76.938		70.977		56.693	
COSTI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(55.522)	(8.009)	(51.548)	(9.164)	(43.270)	(6.212)
Riprese di valore (svoluzioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(415)	26	(913)		(846)	
Costo lavoro	(29)	(3.083)	(22)	(2.951)	(34)	(2.934)	(24)
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	129	319	(32)	331	15	247
Ammortamenti	(11) (12)	(6.998)		(7.483)		(7.559)	
Riprese di valore (svoluzioni) nette di attività materiali e immateriali	(13)	(866)		225		475	
Radiazioni	(11) (12)	(100)		(263)		(350)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		9.889		8.012		2.157	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	(30)	3.967	115	3.924	191	5.850	157
Oneri finanziari	(30)	(4.863)	(283)	(5.866)	(4)	(6.232)	(145)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(30)	32		(111)		(21)	
Strumenti finanziari derivati	(23)	(307)		837		(482)	27
		(971)		(1.236)		(695)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(14) (31)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(68)		(267)		(326)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		1.153		335		(54)	
		1.085		68		(380)	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		10.107		6.844		892	
Imposte sul reddito	(32)	(5.970)		(3.467)		(1.836)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		4.137		3.377		(1.044)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Discontinued operations						(413)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		4.137		3.377		(1.457)	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		4.126		3.374		(1.051)	
- discontinued operations						(413)	
		4.126		3.374		(1.464)	
Interessenze di terzi:							
- continuing operations		11		3		7	
- discontinued operations							
		11		3		7	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		1,15		0,94		(0,41)	
- diluita		1,15		0,94		(0,41)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		1,15		0,94		(0,29)	
- diluita		1,15		0,94		(0,29)	





83942/640

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2018	2017	2016
Utile (perdita) dell'esercizio		4.137	3.377	(1.457)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(15)	(33)	16
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a DCI	(25)	15		
Effetto fiscale	(25)	(2)	28	(35)
		(2)	(4)	(18)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenza di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		1.787	(5.573)	1.159
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(25)		(5)	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	(243)	(6)	883
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	(24)	69	32
Effetto fiscale	(25)	58	1	(220)
		1.576	(5.514)	1.889
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1.576	(5.514)	1.870
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		5.713	(2.141)	419
Di competenza Eni:				
- continuing operations		5.702	(2.144)	819
- discontinued operations				(413)
		5.702	(2.144)	406
Intesa di terzi:				
- continuing operations		11	3	7
- discontinued operations				
		11	3	7

Mik

DA: f

83942/661

Eni - Bilancio consolidato in formato XBRL

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

		Per l'ingente cassa di Eni									
[€ milioni]	Nota	Capitale sociale	Utile relativo a esercizi precedenti	Riserve per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Accanto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interesse di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2017	(25)	4.006	25.966	4.818	1.999	(581)	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079
Modifica dei criteri contabili (IFRS 8 e 15)	(3)		245						245		245
Saldi al 1° gennaio 2018		4.006	36.211	4.818	1.999	(581)	(1.441)	3.374	48.275	49	48.324
Utile dell'esercizio								4.126	4.126	11	4.137
Altre componenti dell'utile complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani e benefit definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(17)				(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				15				15		15
					(2)				(2)		(2)
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			1.787					1.787		1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(185)				(185)		(185)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)					(24)			(24)		(24)
				1.787	(208)				1.579		1.579
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				1.787	(211)			4.126	5.702	11	5.713
Operazioni con gli azionisti											
Atribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'account 2017 di €0,40 per azione)	(25)						1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Accanto sul dividendo (€0,42 per azione)	(25)						(1.513)		(1.513)		(1.513)
Atribuzione del dividendo di altre società										(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2017			493					(493)			
			493				(72)	(3.374)	(2.953)	(3)	(2.956)
Altri movimenti di patrimonio netto											
Riserva piano di incentivazione di lungo termine			5						5		5
Altre variazioni			(7)		(6)				(13)		(13)
			(2)		(6)				(8)		(8)
Saldi al 31 dicembre 2018	(25)	4.005	36.702	6.605	1.972	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57	51.073

83942/662

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

[E milioni]	Note	Patrimonio netto di Eni									
		Capitale sociale	Utile relativi esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Accanto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interesse di terzi	Totale patrimonio netto
Saldo al 31 dicembre 2016	[25]	4.005	40.367	10.319	1.832	(581)	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
Utile dell'esercizio								3.374	3.374	3	3.377
Altre componenti dell'utile complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefit definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	[25]				(4)				(4)		(4)
					(4)				(4)		(4)
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	[25]		(5.575)	2				(5.573)			(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	[25]				(4)				(4)		(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[25]				(6)				(6)		(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[25]				69				69		69
			(5.575)	81				(5.514)			(5.514)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			(5.575)	57				3.374	(2.144)	3	(2.141)
Operazioni con gli azionisti											
Atribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'esercizio 2016 di €0,40 per azione)	[25]					1.441	(2.881)	(1.440)			(1.440)
Accanto sul dividendo (€0,40 per azione)	[25]					(1.441)		(1.441)			(1.441)
Atribuzione del dividendo di altre società										(3)	(3)
Destinazione perdita residua 2016			(4.345)					4.345			
			(4.345)					1.464	(2.881)	(3)	(2.884)
Altre movimenti di patrimonio netto											
Altre variazioni			(56)	74					18		18
			(56)	74					18		18
Saldo al 31 dicembre 2017	[25]	4.005	35.966	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.030	48	48.078

83942/643

Eni - Bilancio e Finanze in Annuale 2019

segue **PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO**

	Patrimonio netto di Eni									
(€ milioni)	Capitale sociale	Utile (perdita) relativi ai esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Accanto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Terze	Interesse di terzi	Totale patrimonio netto
Saldo al 31 dicembre 2015	4.005	51.965	8.129	1.173	(591)	(1.440)	(8.778)	55.493	1.816	57.408
Utile (perdita) dell'esercizio							(1.464)	(1.464)	?	(1.457)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Componenti non riclassificabili a conto economico										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(19)				(19)		(19)
				(19)				(19)		(19)
Componenti riclassificabili a conto economico										
Differenze cambio da conversione del bilancio in moneta diversa dall'euro		1.190	8					1.198		1.198
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale				(4)				(4)		(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale			663					663		663
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				32				32		32
		1.190	689					1.889		1.889
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		1.190	689				(1.464)	406	?	423
Operazioni con gli azionisti										
Atribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2015 di €0,40 per azione)		(1.028)				1.440	(1.852)	(1.440)		(1.440)
Accanto sul dividendo (€0,40 per azione)						(1.441)		(1.441)		(1.441)
Atribuzione del dividendo di altre società									(4)	(4)
Destinazione perdita residua 2015		(10.630)					10.630			
		(11.658)				(1)	8.778	(2.981)	(4)	(2.895)
Altri movimenti di patrimonio netto										
Esclusione dall'area di consolidamento del gruppo Sapem per cessione del controllo									(1.872)	(1.872)
Ripeto effetti relativi alle discontinued operations		(8)		(20)				(28)		(28)
Altre variazioni		48		(1)				47	2	49
		40		(21)				19	(1.870)	(1.851)
Saldo al 31 dicembre 2019	4.005	40.967	10.319	1.832	(581)	(1.441)	(1.454)	59.037	48	59.086

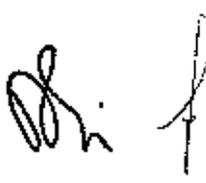
M. f.

M. f.

83942/644

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2018	2017	2016
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		4.137	3.377	(1.044)
Retifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(11) (12)	6.988	2.493	2.559
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	(13)	966	(225)	(475)
Radiazioni	(11) (12)	400	263	350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(14) (31)	68	267	326
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(424)	(3.446)	(48)
Dividendi	(31)	(231)	(205)	(143)
Interessi attivi		(185)	(283)	(209)
Interessi passivi		504	571	545
Imposta sul reddito	(32)	5.970	3.467	1.926
Altre variazioni		(474)	834	(9)
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	15	(346)	(275)	
- crediti commerciali	334	657	1.286	
- debiti commerciali	542	284	1.495	
- fondi per rischi e oneri	(298)	95	(1.043)	
- altre attività e passività	879	749	547	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.632	1.440	2.112
Variazioni fondo per benefici ai dipendenti		109	38	22
Dividendi incassati		275	291	212
Interessi incassati		87	104	160
Interessi pagati		(609)	(582)	(780)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(5.226)	(3.437)	(2.941)
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.647	10.117	7.673
- di cui verso parti correlate	(36)	(2.707)	(2.843)	(3.749)
Investimenti:				
- attività materiali	(11)	(8.778)	(8.490)	(9.067)
- attività immateriali	(12)	(341)	(191)	(113)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquistate	(26)	(119)		
- partecipazioni	(14)	(125)	(510)	(1.164)
- titoli		(432)	(316)	(1.336)
- crediti finanziari		(554)	(657)	(1.208)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		408	152	(8)
Flusso di cassa degli investimenti		(9.941)	(10.012)	(12.896)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		1.089	2.745	19
- attività immateriali		5	2	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)	(47)	2.662	(362)
- imposte pagate sulle dismissioni			(436)	
- partecipazioni		195	482	508
- titoli		51	224	20
- crediti finanziari		456	999	8.063
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		606	(434)	205
Flusso di cassa del disinvestimenti		2.405	5.244	8.453
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(7.536)	(3.768)	(4.443)
- di cui verso parti correlate	(36)	(3.314)	(3.115)	3.752




83942/645

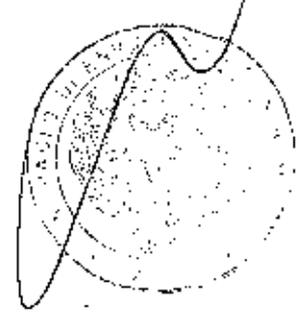
Ente finanziario chiuso al 31 Dicembre 2018

segue **RENDICONTO FINANZIARIO**

(€ milioni)	Note	2018	2017	2016
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	3.780	1.842	4.202
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(2.757)	(2.973)	(2.323)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	(713)	(581)	(2.545)
		320	(1.712)	(766)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.854)	(2.880)	(2.881)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(3)	(4)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.687)	(4.595)	(3.651)
- di cui verso parti correlate	(36)	16	(16)	(192)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/inirrelevanti)			7	(5)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations				889
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		18	(72)	2
Flusso di cassa netto dell'esercizio		3.492	1.689	465
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	7.363	5.674	5.209
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio ^(a)	(5)	10.855	7.363	5.674

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2018 comprendono €19 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

M/G



Handwritten signature in the bottom left corner.

83942/646

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")¹ emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05². Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale avendo riguardo alle disposizioni IFRS applicabili.

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

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2018, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2019, è sottoposto alla revisione contabile da parte della EY SpA. La EY SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi. I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese controllate, direttamente o indirettamente, da Eni SpA.

Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rievocati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Diversamente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC") e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dalla IASB in vigore per l'esercizio 2018.

(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework for Financial Reporting, l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018".



83942/647

del Bilancio consolidato 2018 - Anno 2018

valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONCIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁶.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività della partecipata; l'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata, i dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad esempio, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto successivo "Attività materiali". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long-term interest) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata.

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁸; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁹. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

[5] Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra parte del patrimonio netto.

[6] Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'imparto corrispondente a questo derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione determina ambedue l'assunzione del collegamento (controllo congiunto) e rilevato a patrimonio netto.

[7] Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

[8] Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

[9] Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegate, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra parte del patrimonio netto.

me



83942/648

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long-term interest, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method, il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value⁽¹⁰⁾, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nei casi di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value, includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza⁽¹¹⁾. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination.

Stime contabili e giudizi significativi, partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo l'equity method, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio (fonte: Reuters - WMR).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo⁽¹²⁾. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni e fair value".

(11) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

(12) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese consolidate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".



83942/649

GRUPPO FINANZIARIO ENI - Bilancio consolidato 2016

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente

il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambio del dollaro USA dicembre 2014	Cambio del dollaro USA dicembre 2015	Cambio del dollaro USA dicembre 2016	Cambio del dollaro USA dicembre 2017	Cambio del dollaro USA dicembre 2018	Cambio del dollaro USA dicembre 2019
Dollaro USA	1,28	1,15	1,13	1,20	1,11	1,05
Sterlina inglese	0,88	0,89	0,88	0,89	0,82	0,85
Corona norvegese	9,60	9,94	9,33	9,83	9,29	9,09
Dollaro australiano	1,58	1,62	1,47	1,53	1,49	1,46

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il

metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo insuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione

me



83942/650

dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti le attività minerarie, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo⁽¹³⁾ l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe; ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI BUY BACK

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinato al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi e equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Stime contabili e giudizi significativi attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole

certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di definizione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati. Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono state verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy back, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. La stima delle riserve è influenzata, tra l'altro, dall'andamento dei prezzi delle commodity petrolifere di riferimento e dalla tipologia contrattuale sottostante le attività Oil & Gas. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso,

(13) Il periodo è inteso come il trimestre.



83942/651

Eni Bilancio Finanziario Annuale 2018

il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi, passività e attività potenziali"¹⁴.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di faggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, sono iscritti, alla data di decorrenza del contratto, al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita, per ammontare corrispondente, al debito finanziario verso il locatore.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessarie perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente. I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie su beni condotti in locazione sono ammortizzate lungo la vita utile delle migliorie

stesse o il minore periodo residuo di durata della locazione tenendo conto dell'eventuale periodo di rinnovo se il suo verificarsi dipende esclusivamente dal conduttore ed è virtualmente certo. Le spese di manutenzione e riparazione ordinaria, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.

L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nella stima dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questo settore/business rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore/business, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post-imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi.

(14) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production, i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti al settore Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power, tenuto conto dell'incertezza dal momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere ragionevolmente stimata. Al riguardo, Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti al settore Refining & Marketing o Chimica e Gas & Power.



03942/652

derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziata qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile⁽¹⁵⁾, la differenza è oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore⁽¹⁶⁾.

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento e oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione⁽¹⁷⁾.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sul quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred cost stanziati sono

(15) Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

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

(17) Le precedenti accounting policy prevedevano la rilevazione all'attivo patrimoniale dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela al verificarsi di tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati sono eseminati in maniera attendibile; (ii) esiste un contratto che vincola il cliente per un determinato periodo; e (iii) è probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venga recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita ovvero, attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.



83942/653

SUI BILANCIO CONSOLIDATO ANNUALE 2018

oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività non finanziarie

Le attività non finanziarie sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'andamento futuro dei prezzi delle commodity, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay", nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle attività per imposte anticipate (v. anche punto "Imposte sul reddito") che richiede l'attivazione di complessi processi di stima per la determinazione dell'esistenza di redditi imponibili futuri adeguati.

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future - quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi - e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

STRUMENTI FINANZIARI¹⁸

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono

classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value; per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassare i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni¹⁹ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti di utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model.

[18] Le accounting policy relative agli strumenti finanziari sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" in vigore dal 2018; come previsto dal principio, l'applicazione delle nuove disposizioni è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2018 senza restatement degli esecutivi a confronto. Con riferimento alle fattispecie applicative al Gruppo, le precedenti accounting policy in materia di strumenti finanziari prevedevano, essenzialmente: (i) un differente modello di classificazione delle attività finanziarie basato sulle categorie previste dallo IAS 39; (ii) la determinazione e rilevazione delle svalutazioni di attività finanziarie al verificarsi di obiettive evidenze di perdita di valore (cd. Incurred loss model); e (iii) disposizioni più vincenti per l'applicazione dell'hedge accounting (principalmente connesse alla verifica dell'efficacia della copertura). Per la descrizione delle precedenti accounting policy si fa rinvio alla Relazione Finanziaria Annuale 2017.

[19] I crediti e le altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

me



83942/654

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione del WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti²⁰.

Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a collegate e joint venture, rappresentativi nella sostanza di un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata considerando anche gli esiti delle iniziative industriali sottostanti e gli scenari macroeconomici dei Paesi in cui le partecipate operano.

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), l'esistenza delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che

accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni". La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, vedi oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, operando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, ivi vennero meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge, es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge, es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment). Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico.

[20] Per le esposizioni derivanti da operazioni in gruppo, la capacità di recupero è assunta pari al 100% in considerazione della possibilità di intervento sul capitale delle partecipate per garantire la posizione in bonis delle stesse.



83942(655)

Eni - Information Financials Annual Report 2018

In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali di classificazione delle attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutarli separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra o fa parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, concretamente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di assistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore

rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generato nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non completamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di

me



3042/656

smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. Successivamente alla rilevazione iniziale, il valore dei fondi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza 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 delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (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.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali, commerciali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsti. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

PACAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni²⁾. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Some contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future

[2] Il piano di incentivazione basato su azioni attualmente in essere è stato approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e previsto il regolamento tramite azioni proprie.



83942/657

CON PATRIMONIO FINANZIARIO NETTO 2018

è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalle differenze tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA²²

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute²³.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione dagli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incensivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati

[22] Per la descrizione delle precedenti accounting policy in materia di ricavi, si fa rinvio alla Relazione Finanziaria Annuale 2017.

[23] Le precedenti accounting policy (entitlement method) prevedevano che i ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori fossero iscritti in proporzione alla quantità prodotta e spedita. In applicazione di tale metodo, le posizioni patrimoniali derivanti dal ritiro di quantità superiori o inferiori rispetto alle quote di spartenza (lifting imbalance) venivano rappresentate rispettivamente come debiti e crediti e valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.



83942/658

tra le attività immateriali, i proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi".

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Partecipazioni minoritarie", salvo che la stessa, in relazione alla classificazione tributaria, continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rile-



83942/659

Eni Finanziaria Finanziaria Anno 2019

vate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica. Se l'interruzione del piano di vendita riguarda una controllata, una joint operation, una joint venture o una collegata, ovvero una quota di partecipazione in una joint venture o in una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operation.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non

suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione. Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 | Schemi di bilancio²⁴

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura²⁵. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

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

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il metodo indiretto²⁶, rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

²⁴ Con riferimento agli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore del 1° gennaio 2019 dei nuovi principi contabili, nonché alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, v. punto "Modifiche del conto contabili".

²⁵ Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS 6010-04, come alla nota 27 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.



93942/660

5. Modifica dei criteri contabili

Con i Regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017 sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti" che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela (di seguito citati come IFRS 15).

L'IFRS 15 è stato adottato dal 1° gennaio 2018, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, l'adozione dell'IFRS 15 ha comportato una riduzione del patrimonio netto di €49 milioni derivante da:

- una variazione negativa di €103 milioni (€259 milioni al lordo dell'effetto fiscale) per il settore Exploration & Production, relativa alla rappresentazione dei ritiri di prodotto superiori o inferiori alla quota di spettanza nell'iniziativa mineraria (cd. *lifting imbalance*) con la rilevazione dei ricavi in base alle effettive quantità vendute (cd. *sales method*), anziché sulla base delle quote di spettanza (cd. *entitlement method*); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute. L'adozione del *sales method* comporta inoltre che le posizioni di *underlifting* (prelievi inferiori alla quota di spettanza) e di *overlifting* (prelievi superiori alla quota di spettanza) rappresentate come crediti e debiti secondo l'*entitlement method* siano riclassificate nelle altre attività e passività;
- una variazione positiva di €50 milioni (€87 milioni al lordo dell'effetto fiscale) relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela del settore Gas & Power al netto del relativo ammortamento;
- una variazione negativa di €5 milioni delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

L'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9), omologato con il Regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016, è stato adottato a partire dal 1° gennaio 2018. Come consentito dalle disposizioni transitorie del principio contabile, anche in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'*impairment*, delle attività finanziarie, sono stati rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto; relativamente all'*hedge accounting*, l'adozione delle nuove disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

In particolare, l'adozione dell'IFRS 9 ha comportato un incremento del patrimonio netto di €294 milioni riferibile per €681 milioni all'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie precedentemente valutate al costo, parzialmente assorbito dalle maggiori svalutazioni per effetto dell'adozione dell'*expected credit loss model* per €356 milioni di crediti commerciali e altri crediti (€427 milioni al lordo dell'effetto fiscale) e della riduzione del valore di iscrizione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto per €31 milioni.

Come indicato nel punto "Criteri di valutazione", relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, Eni si è avvalsa della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie, possedute al 1° gennaio 2018, come attività valutate al FVTOCI.

Inoltre, con riferimento alla classificazione e valutazione delle attività finanziarie, Eni si è avvalsa della possibilità di riclassificare il portafoglio di attività finanziarie precedentemente classificate come disponibili per la vendita, all'interno delle attività finanziarie valutate al FVTPL (€207 milioni), tenendo conto dei fatti e delle circostanze esistenti al 1° gennaio 2018.

Il breakdown degli effetti quantitativi e delle riclassifiche²⁵ sopracitate, derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2018²⁶, dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15, è di seguito riportato:

(€ milioni)	Dati al 31/12/2017	Applicazione IFRS 9	Applicazione IFRS 15	Riclassifiche	Effetti IFRS 9 e IFRS 15 applicazioni	Data al 01/01/2018
Voci di bilancio						
Attività correnti	36.439	[427]	[372]		[799]	35.634
- di cui: Attività finanziarie destinate al trading	6.012			207	207	6.219
- di cui: Attività finanziarie disponibili per la vendita	207			[207]	[207]	
- di cui: Altre attività finanziarie correnti	316					316
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	15.421	[427]	[372]	[466]	[1.265]	14.156
- di cui: Altre attività correnti	1.573			466	466	2.039
Attività non correnti	78.172	721	247		968	79.140
- di cui: Attività immateriali	2.926		87		87	3.012
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.511	[31]	[6]		[37]	3.474
- di cui: Altre partecipazioni	219	681			681	900
- di cui: Attività per imposte anticipate	4.078	71	166		237	4.315
Passività correnti	24.735		[113]		[113]	24.622
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	16.748		[113]	[1.330]	[1.443]	15.305
- di cui: Altre passività correnti	1.515			1.330	1.330	2.845
Passività non correnti	42.027		37		37	42.064
- di cui: Passività per imposte differite	5.900		37		37	5.937
Totale patrimonio netto	48.079	294	[49]		245	48.324

[25] In applicazione dell'IFRS 15, gli accomi e anticipi da clienti a breve termine sono stati riclassificati dalla voce "Debiti commerciali e altri debiti" nella voce "Altre passività correnti" dello stato patrimoniale al fine di presentarli congiuntamente con le altre passività correnti da contratti con la clientela (es. piani di fidelizzazione, risconti passivi, ecc.) già rilevate all'inizio di tale voce.

[26] A partire dal 1° gennaio 2018 sono inoltre entrati in vigore le disposizioni dell'Interpretazione IFRIC 22 "Operazioni in valuta estera e anticipi", che non hanno prodotto effetti significativi.

83942(61)

Eni - Relazione Finanziaria 2018

Con riferimento all'esercizio 2018, l'applicazione delle precedenti disposizioni in materia di revenue recognition non produce effetti significativi sulle voci economiche, patrimoniali e finanziarie.

Di seguito è fornita, per ciascuna tipologia di attività finanziaria che è stata oggetto di rettifiche/riclassifiche per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9, l'indicazione: (i) della categoria di valutazione definita in base allo IAS 39; (ii) della nuova categoria di valutazione definita in base all'IFRS 9; (iii) dei valori di iscrizione determinati in base allo IAS 39, rilevati al 31 dicembre 2017, e dei valori di iscrizione determinati in base all'IFRS 9 al 1° gennaio 2018:

zione dell'IFRS 9, l'indicazione: (i) della categoria di valutazione definita in base allo IAS 39; (ii) della nuova categoria di valutazione definita in base all'IFRS 9; (iii) dei valori di iscrizione determinati in base allo IAS 39, rilevati al 31 dicembre 2017, e dei valori di iscrizione determinati in base all'IFRS 9 al 1° gennaio 2018:

[E milioni]	Classificazione in base allo IAS 39	Classificazione in base all'IFRS 9	Valori di iscrizione al 31 dicembre 2017 (IAS 39)	Rettifiche	Valori di iscrizione al 1° gennaio 2018 (IFRS 9)	
Attività finanziarie						
Attività finanziarie destinate al trading	Held for trading	FVTPL	6.012	207	6.219	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	Available-for-sale	FVTPL	207	(207)		
Crediti commerciali e altri crediti ^(*)	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	15.421	(427)	(838)	14.156
Altre partecipazioni	Costo	FVTOCI	219	601	800	
Totale			21.859	254	(838)	21.275

(*) Le altre variazioni derivano dalle rettifiche e riclassifiche ex IFRS 15 dei crediti per conto di terzi in applicazione del sales method.

(**) Rispetto ai valori presentati nello schema di stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, la voce non include più i crediti finanziari che sono stati riclassificati all'interno della nuova voce "Altre attività finanziarie correnti".

L'adozione delle nuove disposizioni ha comportato inoltre l'aggiornamento delle voci degli schemi di bilancio; in particolare:

- nello schema di conto economico: (i) per effetto dell'entrata in vigore dell'IFRS 9, è stata inserita una specifica voce per accogliere le svalutazioni/riprese di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti (denominata "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti"); in precedenza tali componenti erano rilevate all'interno della voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi". Al fine di consentire un confronto omogeneo, tali componenti relative agli esercizi passati a confronto, determinate secondo le precedenti disposizioni in materia di strumenti finanziari, sono state riclassificate all'interno della nuova voce; e (ii) è stata ridenominata la voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette" in "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali";
- nel prospetto dell'utile (perdita) complessivo, è stata inserita una nuova voce che include le variazioni del fair value delle partecipazioni minoritarie designate come valutate al FVTOCI, all'interno delle componenti non riclassificabili a conto economico.

Inoltre, con riferimento allo schema di stato patrimoniale rilevano le seguenti ulteriori modifiche:

- i crediti finanziari correnti sono stati riclassificati dalla voce "Crediti commerciali e altri crediti" alla nuova voce "Altre attività finanziarie correnti"; questa nuova articolazione delle voci dello schema è stata operata al fine, essenzialmente, di separare le esposizioni commerciali e diverse da quelle finanziarie in quanto caratterizzate da origination, profili di rischio e processi di valutazione differenti;
- l'articolazione delle voci che compongono il patrimonio netto di Eni è stata modificata al fine di presentare separatamente le componenti più significative del patrimonio netto.

4 | Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALL'O IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017 è stato omologato l'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce alle imprese che operano quali locatari (lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di

un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione del leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali locatari (lessee); in particolare, per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta:

- nello stato patrimoniale, la rilevazione di un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito anche "right-of-use asset"), e di una passività (di seguito anche "lease liability"), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto; come consentito dal principio, è prevista la rilevazione del right-of-use e della lease liability in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile (IAS 17) in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Il conto economico includerà inoltre: (i) i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata e di medio valore, come consentito in via semplificata dall'IFRS 16; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato);
- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della lease liability all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. Gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporterà un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglierà più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsti per interessi passivi sulla lease liability

Me



83942/662

non oggetto di capitalizzazione⁽²⁸⁾, (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglierà più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglierà gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei locatori (lessor), è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Nel corso dell'esercizio 2018 sono state completate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni, per l'aggiornamento dei processi e dei sistemi aziendali e per la determinazione della stima dei relativi impatti.

L'applicazione delle nuove disposizioni interessa la maggior parte delle realtà del Gruppo; in termini di valori e/o di volumi, le principali fattispecie sono rappresentate: (i) per il settore Exploration & Production, dai contratti di leasing dei mezzi di perforazione (drilling rig) e dei mezzi navali di produzione e stoccaggio (cd. Floating production storage and offloading); (ii) per il settore Refining & Marketing e Chimica, dalle concessioni autos stradali, dalle locazioni di terreni, dalle locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi nonché dal parco auto dedicato al business del car sharing (enjoy); (iii) per il settore Gas & Power, dalle locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas, nonché dai contratti di tolling; (iv) per le strutture Corporate, dai contratti di affitto degli immobili.

Nel settore Exploration & Production, le attività sono spesso svolte attraverso joint operation non incorporate che prevedono l'identificazione di un partner dell'iniziativa mineraria che abbia la responsabilità di gestire le operation e di eseguire i programmi di lavoro approvati (cd. operatore). Generalmente l'operatore è l'unico firmatario dei contratti necessari allo svolgimento delle attività della joint operation non incorporata,ivi inclusi quelli di leasing. Pertanto, l'operatore gestisce il contratto di leasing, provvede ad effettuare i pagamenti dovuti al locatore, nonché i radddebiti agli altri partner (cd. follower) sulla base della quota dei costi di loro spettanza. Al riguardo, rilevano le indicazioni fornite dall'IFRS Interpretation Committee (di seguito anche IFRIC) nel settembre 2018 volte a richiedere, nei casi di joint operation non incorporate, la rilevazione del 100% della lease liability da parte dell'operatore che, avendo sottoscritto il contratto di leasing, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore. In dette fattispecie, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata "primary responsible", è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability; e (ii) nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con i follower. Quando il contratto è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, Eni rileva la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto. Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing. La quota di diritto d'uso dell'asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower) sarà oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali

della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I radddebiti ai follower dei costi saranno rilevati come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa. Le indicazioni dell'IFRIC sono state confermate nel corso dell'incontro di marzo 2019.

La complessità delle fattispecie contrattuali, nonché la loro durata ultrannuale ha richiesto l'esercizio di un complesso giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale per la definizione delle assunzioni da adottare ai fini della determinazione degli impatti connessi con le nuove disposizioni del principio. In particolare, le principali assunzioni adottate hanno riguardato:

- per i contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria, la rilevazione del 100% della lease liability e del right-of-use asset in linea con le indicazioni fornite dall'IFRIC. Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei radddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest, avuto riguardo alle informazioni, ove disponibili, in merito alle previsioni di utilizzo dei mezzi assunti in leasing;
- la separazione delle non-lease component, anche sulla base di approfondimenti svolti con esperti esterni, con riferimento ai principali contratti afferenti le attività upstream (drilling rig) caratterizzati da un canone unico, inclusivo sia della componente relativa al leasing che della componente servizio;
- la valutazione dei periodi coperti da opzioni di estensione o di terminazione anticipata ai fini della determinazione della durata del contratto di leasing;
- l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno⁽²⁹⁾, nella determinazione della lease liability e del right-of-use asset;
- il tasso di attualizzazione utilizzato per la determinazione della lease liability, rappresentato dal tasso di finanziamento incrementale del locatario. Tale tasso è stato definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della valuta nella quale sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico in cui operano i lessee, definito sulla base del country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni.

In sede di prima applicazione Eni intende avvalersi delle seguenti esenzioni pratiche previste dal principio contabile:

- possibilità di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva del valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (modified retrospective approach);
- possibilità di non riesaminare ogni contratto esistente al 1° gennaio 2019, applicando IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;
- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto d'uso ad un importo

(28) Il flusso di cassa netto da attività operativa includerà inoltre: (i) gli esborsi per canoni di leasing di breve durata e di medio valore; e (ii) gli esborsi per canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability.

(29) Ai sensi delle disposizioni dell'IFRS 16, i pagamenti variabili legati all'utilizzo del bene o al fatturato sono imputati a conto economico e pertanto non partecopano alla determinazione della lease liability/ right-of-use asset.

83942/663

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI TORINO - ANNO ACCADEMICO 2017-2018

- corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario, per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;
- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'eventuale esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;
- scelta di non assimilare, in sede di transizione, i leasing che presentano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

Sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione dell'IFRS 16 comporta la rilevazione di right-of-use asset per €5,7 miliardi e di lease liability per €5,8 miliardi; quest'ultima include anche i debiti per lease fee outstanding al 1° gennaio 2019, classificati come commerciali ante IFRS 16. La stima degli

effetti di prima applicazione dell'IFRS 16 potrebbe subire variazioni in relazione all'eventuale evoluzione interpretativa derivante, tra l'altro, da ulteriori indicazioni dell'IFRIC, nonché all'affinamento del processo di elaborazione in vista della prima applicazione del principio nei reporting finanziari 2019. Tale stima include la componente di lease liability corrispondente al working interest dei follower per un importo di €2,0 miliardi, determinandosi in €3,8 miliardi quella corrispondente al working interest di Eni.

Di seguito, sulla base delle informazioni attualmente disponibili, è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018 e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ miliardi)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018	4,0
- Rilevazione delle quote di leasing riferibili ai follower	2,0
- Effetto attualizzazione	(1,5)
- Estensione contratti	1,2
- Altre variazioni	0,1
Lease liability al 1° gennaio 2019	5,8

Con riferimento ai principi contabili emessi dalla IASB, omologati dalla Commissione Europea e non ancora entrati in vigore, rileva inoltre la circostanza che con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018 è stato omologato l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali [correnti e/o differite] relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. Le disposizioni dell'IFRIC 23 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Inoltre, con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture" [di seguito modifiche allo IAS 28], volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche agli strumenti finanziari rappresentativi di Interessenze a lungo termine verso una società collegata o una joint venture, che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture [cd. long-term interest]. Le modifiche allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Con il regolamento n. 2019/402 emesso dalla Commissione Europea in data 13 marzo 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 19 "Modifica, riduzione o estinzione del piano" [di seguito modifiche allo IAS 19], volte essenzialmente a richiedere l'utilizzo di ipotesi attuariali aggiornate nella determinazione del costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti e degli interessi netti per il periodo successivo ad una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano a benefici definiti esistente. Le modifiche allo IAS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLA IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 18 maggio 2017, la IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" [di seguito IFRS 17], che definisce l'accounting dei contratti

assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

Inoltre in data 29 marzo 2018, la IASB ha emesso il documento "Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS [cd. Conceptual Framework for Financial Reporting], emesso dalla IASB nella stessa data. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 22 ottobre 2018, la IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 3 "Business Combinations" [di seguito modifiche all'IFRS 3], volte a fornire chiarimenti sulla definizione di business. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 31 ottobre 2018, la IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definition of Material" [di seguito modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8], volte a chiarire, e a rendere uniforme all'interno degli IFRS e di altre pubblicazioni, la definizione di rilevanza con la finalità di supportare le imprese in sede di formulazione di giudizi in merito alla stessa. In particolare, un'informazione deve considerarsi rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione o occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni sulla base dello stesso. Le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 12 dicembre 2017, la IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2015-2017 Cycle", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.



83942/664

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €10,836 milioni (€7,363 milioni al 31 dicembre 2017) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni per €8,732 milioni (€5,591 milioni al 31 dicembre 2017) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da

depositi in euro e in dollari USA e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo.

La scadenza media dei depositi in euro di €7,653 milioni è di 29 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,29%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €1,074 milioni è di 12 giorni e il tasso di interesse effettivo è il 2,59%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.083	1.022
Altri titoli	5.469	4.990
	6.552	6.012

Al 1° gennaio 2018, in applicazione dell'IFRS 9, le attività finanziarie possedute da Eni Insurance DAC di €207 milioni, precedentemente classificate come attività finanziarie disponibili per la vendita, sono state classificate come destinate al trading sulla base dei fatti e delle circostanze esistenti a tale data.

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per

far fronte a fabbisogni impreveduti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.301 milioni (€845 milioni al 31 dicembre 2017). L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Euro	4.573	4.232
Dollaro USA	1.614	1.025
Altre valute	365	755
	6.552	6.012



83942/665

SOCIETÀ QUOTATA IN BORSA - FINANZIARIA ANNO 2018

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale in milioni di Euro	Valore in milioni di Euro	Classe di merito Maturity	Classe di merito Credit Quality
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	523	529	Baa3	BBB
Altri (*)	336	349	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
	859	878		
Tasso variabile				
Italia	130	129	Baa3	BBB
Altri (*)	86	76	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
	216	205		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.075	1.083		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.628	1.581	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.270	1.269	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
Altri titoli	51	48	da A1 a Baa3	da A+ a BBB
	2.949	2.898		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.562	1.453	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	987	976	da Aa2 a Baa2	da AA a BBB
Altri titoli	158	142	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB
	2.707	2.571		
Totale Altri titoli	5.656	5.469		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.731	6.552		

(*) Di importo inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.362 milioni e di livello 2 per €190 milioni. Nel corso dell'esercizio 2018 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

7. Crediti commerciali e altri crediti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 sono i seguenti:

[Emillion]	Crediti commerciali e altri crediti
Valore al 31.12.2017	15.421
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	(427)
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	(372)
Riclassifica ad altre attività correnti (IFRS 15)	(465)
Valore al 01.01.2018	14.157



33942/666

L'applicazione dell'IFRS 9 ha determinato l'incremento del fondo svalutazione crediti di €427 milioni in applicazione della metodologia dell'expected loss model.

L'applicazione dell'IFRS 15 ha determinato una diminuzione dei crediti per underlifting del settore Exploration & Production di €372 milioni in applicazione del sales method in luogo dell'entitlement method.

La riclassifica ad altre attività correnti (IFRS 15) di €466 milioni si riferisce alle posizioni di underlifting del settore Exploration & Production determinate con il sales method.

Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2018	31.12.2017
Crediti commerciali	9.520	10.102
Crediti per attività di disinvestimento	122	597
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	3.024	3.369
Crediti verso altri	1.435	1.273
	14.101	15.421

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €662 milioni è riferito al settore Gas & Power per €641 milioni.

Al 31 dicembre 2018 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2019 per €1.769 milioni (€2.051 milioni nell'esercizio 2017 con scadenza 2018). Le cessioni 2018 hanno riguardato crediti relativi al settore Gas & Power per €1.419 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €350 milioni.

I crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di €475 milioni nel corso dell'esercizio per effetto: (i) dell'incasso delle rate prezzo differite relative alla cessione degli interest del 10% e del 30% dell'asset Zohr in Egitto rispettivamente a BP e a Rosneft per complessivi €433 milioni. Residua un'ulteriore rata relativa alla transazione con BP che sarà incassata nel giugno 2019 di €119 milioni; (ii) dell'incasso della terza ed ultima rata di €153 milioni relativa alla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazako KazMunayGas.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda i partner in Nigeria per €977 milioni (€1.507 milioni al 31 dicembre 2017) e comprendono in particolare crediti in prevalenza scaduti del valore di €681 milioni (€713 milioni al 31 dicembre 2017) relativi alla quota di costi pregressi di competenza della società di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Le parti hanno concordato un piano di rientro "Repayment Agreement" che prevede l'attribuzione a Eni del-

la quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di rientro in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. L'attuazione del piano ha comportato nell'anno il rimborso di circa €140 milioni. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione. Inoltre è stato completamente svalutato un altro credito verso la stessa controparte del valore residuo di €153 milioni al 31 dicembre 2017 relativo al recupero di costi d'investimento non riconosciuti.

I crediti verso altri comprendono per €300 milioni il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci nel 2016 e nel 2018. I proventi della cessione sono stati impiegati dalla venture per rimborsare il finanziamento erogato dai soci per le attività di sviluppo. Il valore recuperabile dei crediti verso PDVSA è stato stimato a vita intera sulla base di un modello finanziario che incorpora l'evidenza empirica ottenuta da uno studio di ampia portata dei default sovrani. Ai fini della valutazione di recuperabilità, i rischi legati alla difficile situazione finanziaria del Paese e del relativo contesto operativo sono stati stimati assumendo la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati e dello scaduto applicando il modello predetto. I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €7.100 milioni e €6.119 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

[€ milioni]	Crediti in base a					Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Credito in default	Clients Eni gas & oil	
31.12.2018						
Clients business	2.454	3.585	1.152	1.350		8.541
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.292	157	672	2.247		4.338
Altre controparti	1.494	77	156	271	2.374	4.372
Valore lordo	5.240	3.819	1.980	3.868	2.374	17.251
Fondo svalutazione	(9)	(3)	(44)	(2.237)	(857)	(3.150)
Valore netto	5.231	3.816	1.936	1.601	1.517	14.101
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,2	0,1	2,6	62,5	35,1	

83942/667

ENI Bilancio consolidato Finanziaria Annuale 2018

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse dalle National Oil Companies (NOC) e pubbliche amministrazioni, oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti correnti e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, contestazioni, etc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (v) andamento del settore di riferimento. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.

Per le controparti National Oil Company, partner di Eni nei progetti Oil & Gas, e pubbliche amministrazioni la probability of default è determinata utilizzando quale dato di input i country risk premium adottati ai fini della determinazione del WACC per l'impairment degli asset non finanziari, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi di pagamento, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD. In caso di particolari situazioni di mercato e di crisi finanziarie "sovereign", la expected loss delle NOC è oggetto di re-rating sulla base dell'osservazione empirica maturata nei casi di ristrutturazioni dei debiti sovrani con particolare riferimento al settore dell'energia.

Per la clientela Eni gas e luce la determinazione delle classi di rischio e della relativa expected loss è effettuata per cluster omogenei di clientela sulla base delle esperienze passate in termini di incasso, sistematicamente aggiornate e integrate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito dei cluster delle controparti.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative ai clienti Eni gas e luce sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

[€ milioni]	Rischio					Totale
	Clienti Eni gas e luce	Altri clienti	Altri clienti	Altri clienti	Altri clienti	
31.12.2018						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	575	49	34	64	554	1.276
- Middle	449	43	13	29	349	883
- Altri	207	2	1	2	3	215
Valore lordo	1.231	94	48	95	906	2.374
Fondo svalutazione	(20)	(18)	(18)	(56)	(745)	(857)
Valore netto	1.211	76	30	39	181	1.517
Expected loss [%]	1,6	19,1	37,5	58,9	82,2	36,1

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione che è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €3.072 milioni:

[€ milioni]	Crediti commerciali e altri crediti
Fondo svalutazione al 31.12.2017	2.639
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	427
Fondo svalutazione al 01.01.2018	3.066
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	126
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	372
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(89)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(632)
Altre variazioni	307
Fondo svalutazione al 31.12.2018	3.150
Fondo svalutazione al 31.12.2016	2.303
Accantonamenti	927
Utilizzi	(454)
Altre variazioni	(137)
Fondo svalutazione al 31.12.2017	2.639

ne

Handwritten notes and a large circular stamp on the right side of the page, including the word "CNC" written vertically.



83942/668

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti per €108 milioni al settore Gas & Power e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti per €291 milioni al settore Exploration & Production e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e altri partner commerciali.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in

bonis e in default per complessivi €721 milioni sono riferiti per €613 milioni al settore Gas & Power e riguardano utilizzi a fronte oneri per €579 milioni principalmente verso la clientela retail. Le azioni messe in atto dalla società per mitigare il rischio controparte, compresa la maggiore selettività in fase di acquisizione clienti, hanno consentito di ridurre a livelli fisiologici l'incidenza dell'unpaid sul fatturato retail. Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:	
Accantonamenti al fondo svalutazione	(498)
Perdite su crediti	(37)
Utilizzi per esubero	120
	(415)

Di seguito è riportata l'analisi dell'aging 2017 dei crediti commerciali e degli altri crediti secondo i criteri di valutazione in essere anteriormente all'entrata in vigore dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari":

(€ milioni)	31.12.2017	
	Crediti commerciali	Altri crediti
Crediti non scaduti e non svalutati	6.800	4.604
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	567	31
Crediti scaduti e non svalutati:		
- da 0 a 3 mesi	476	21
- da 3 a 6 mesi	46	9
- da 6 a 12 mesi	147	202
- oltre 12 mesi	144	372
	815	604
	10.192	5.239

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

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze e Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo	889	999
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.451	1.566
Prodotti finiti e merci	2.274	2.000
Certificati e diritti di emissione	37	56
Totale rimanenze correnti	4.651	4.621

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere, i catalizzatori e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.334 milioni (€1.441 milioni al 31 dicembre 2017).

I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €1.543 milioni (€1.287 milioni al 31 dicembre 2017) e prodotti chimici per €547 milioni (€489 milioni al 31 dicembre 2017). I certificati e diritti di emissione sono valutati al fair value. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Rimanenze di magazzino per €95 milioni (€86 milioni al 31 dicembre

8394 / 689

Fuori Bilancio: I Rendiconto Annuale 2018

2017] sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €579 milioni [€245 milioni al 31 dicembre 2017]. Gli accantonamenti netti del 2018 ammontano a €337 milioni e riguardano essenzialmente l'adeguamento del valore d'iscrizione delle rimanenze di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi di fine periodo, considerata la rapida

discesa delle quotazioni internazionali avvenuta nella parte finale del 2018.

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.217 milioni [€1.263 milioni al 31 dicembre 2017] sono detenute da società italiane per €1.200 milioni [€1.267 milioni al 31 dicembre 2017] e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

9 | Attività e passività per imposte correnti

[€ milioni]	31.12.2018		31.12.2017	
	Attività	Passività	Attività	Passività
Imposte sul reddito	191	440	191	472
Altre imposte e tasse	561	1.432	729	1.472
	752	1.872	920	1.944

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito. Le attività per altre imposte e tasse riguardano crediti Iva per €383 milioni determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre

[€452 milioni al 31 dicembre 2017].

Le passività per altre imposte e tasse riguardano accise e imposte di consumo per €636 milioni [€824 milioni al 31 dicembre 2017].

10 | Altre attività

[€ milioni]	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.594	68	1.231	80
Altre attività	664	724	347	1.213
	2.258	792	1.578	1.323

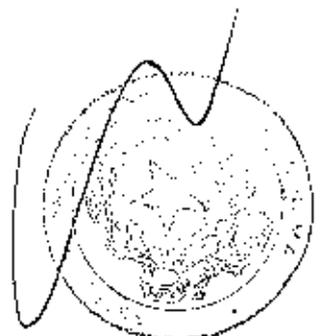
Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

L'incremento delle altre attività correnti di €322 milioni comprende la riclassifica al 1° gennaio 2018 dalla voce Crediti commerciali e altri crediti delle attività relative a posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €466 milioni per l'adozione del sales method in applicazione dell'IFRS 15.

Le altre attività comprendono: (i) attività non correnti per imposte per

€422 milioni [€507 milioni al 31 dicembre 2017]; (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €26 milioni [€119 milioni al 31 dicembre 2017]; (iii) crediti verso altri non correnti per €35 milioni [€44 milioni al 31 dicembre 2017]; (iv) crediti non correnti per attività di investimento per €9 milioni [€118 milioni al 31 dicembre 2017].

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.



me



83942 / 660

11, Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Ferri e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e accanti	Totale
2016							
Valore iniziale netto	1.313	45.782	3.877	1.371	9.469	1.346	63.158
Investimenti	18	432	273	330	6.947	878	8.778
Ammortamenti	(65)	(6.012)	(529)				(6.606)
Riprese di valore	41	299	86				426
Svalutazioni	(61)	(477)	(73)		(548)	(117)	(1.276)
Radiazioni		(12)	(1)	(66)	(4)	(1)	(84)
Cessioni	(2)	(400)	(9)	(32)	(198)	2	(639)
Differenze di cambio da conversione	2	1.623	36	53	385	(1)	2.098
Variazione dell'area di consolidamento	1	(4.388)	32	(58)	(474)	10	(4.877)
Trasferimenti	81	6.795	461	(294)	(6.501)	(542)	
Altre variazioni	(54)	(785)	(152)	(37)	119	234	(676)
Valore finale netto	1.274	42.856	3.901	1.267	9.195	1.809	60.302
Valore finale lordo	4.060	135.467	27.516	1.267	12.558	2.415	183.284
Fondo ammortamento e svalutazione	2.786	92.611	23.615		3.364	606	122.982
2017							
Valore iniziale netto	1.258	47.090	3.789	1.905	15.135	1.618	70.799
Investimenti	22	42	190	351	7.302	583	8.490
Ammortamenti	(71)	(6.583)	(545)				(7.199)
Riprese di valore	5	608	273		169		1.055
Svalutazioni	(2)	(491)	(83)		(146)	(126)	(848)
Radiazioni		(3)	(2)	(232)	(2)		(239)
Cessioni	(15)	3	(6)		(1.376)	(54)	(1.448)
Differenze di cambio da conversione	(5)	(5.155)	(143)	(193)	(1.527)	(2)	(7.025)
Trasferimenti	84	9.940	629	(265)	(9.673)	(715)	
Altre variazioni	37	331	(225)	(195)	(413)	44	(421)
Valore finale netto	1.313	45.782	3.877	1.371	9.469	1.346	63.158
Valore finale lordo	4.061	137.273	26.746	1.371	12.315	2.061	183.777
Fondo ammortamento e svalutazione	2.748	91.441	22.869		2.846	715	120.619

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per € 52 milioni (€ 72 milioni nel 2017) riferiti al settore Exploration & Production per € 37 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,3% e il 2,4% (1,6% e 2,7% al 31 dicembre 2017). Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per € 2.257 milioni (€ 2.838 milioni nel 2017) e comprendono i bonus di assegnazione dei participating interest negli Emirati Arabi Uniti rispettivamente del 5% e del 10% nei Concession Agreement di Lower Zakum e di Umm Shaif and Nasr in produzione nell'offshore di Abu Dhabi e del

25% nel Concession Agreement di Gasha. Il prezzo pagato per complessivi € 869 milioni è stato allocato per € 382 milioni a proved mineral interest (impianti e macchinari) e per € 487 milioni a unproved mineral interest (immobilizzazioni in corso).

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2017:

(%)		
	Fabbricati	2 - 10
	Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	100
	Impianti di raffinazione e petrolchimici	2 - 17
	Gasdotti e centrali di compressione	2 - 12
	Impianti di produzione di energia elettrica	5
	Altri impianti e macchinari	6 - 12
	Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
	Altri beni	10 - 20

83942/67d

Eni Exploration & Production Assets - 2018

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 13 -- Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

Le cessioni riguardano essenzialmente la cessione del 10% dell'asset Zohr in Egitto a Mubadala Petroleum Lfc con una plusvalenza di €418 milioni.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €2.209 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento ha riguardato per €4.800 milioni l'operazione di business combination tra Eni Norge e Point Resources controllate al 100% rispettivamente da Eni e HitecVision AS, ad esito della quale è stata costituita la Vår Energi AS alla quale Eni partecipa al 69,6% esercitando il controllo congiunto con l'altro socio HitecVision AS con il conseguente deconsolidamento a fine esercizio degli asset della ex controllata Eni Norge AS e la rilevazione nella voce Partecipazioni dell'interessenza Eni nella nuova entità.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €2.750 milioni l'avanzamento dell'at-

tività di sviluppo delle riserve nei giacimenti Zohr, Jangkrik, East Hub, Noroos e OCTP.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi completati in attesa di esito a pozzi esplorativi di successo nelle immobilizzazioni in corso per €297 milioni; (ii) radiazioni per €66 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative nell'offshore del Marocco e del Vietnam.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project del settore Exploration & Production negative per €503 milioni per effetto principalmente dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.101 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €166 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	1.263	1.684	1.737
Incrimenti per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	235	451	282
Accrionati precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(61)	(217)	(109)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(297)	(278)	(276)
Cessioni	(6)	(199)	
Variazione dell'area di consolidamento	(58)		
Riclassifica ad attività destinate alla vendita	(21)		
Differenze cambio da conversione	49	(178)	50
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	1.101	1.259	1.684

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2018		2017		2016	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	111	7,02	222	7,95	16	1,05
- da 1 a 3 anni	87	2,88	241	3,87	609	10,25
- oltre 3 anni	903	24,20	800	21,44	1.059	21,55
	1.101	34,10	1.263	33,26	1.684	32,85
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	111	7,02	348	5,88	9	0,55
- progetti per i quali l'attività di delimitazione è in corso	217	4,66	261	4,69	251	3,51
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	773	22,42	654	22,69	1.424	28,79
	1.101	34,10	1.263	33,26	1.684	32,85

me



83942/672

Gli unproved mineral interest accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerali e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
2018								
Valore iniziale	1.162	825	192	98	105	7		2.390
Investimenti	26	56				23	48 ²	592
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(429)		(26)					(505)
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(32)		(44)		(32)	(2)		(110)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	42	40	5	4	4	1	15	111
Valore finale	769	921	77	103	77	29	502	2.478
2017								
Valore iniziale	1.254	938	138	113		7		2.450
Investimenti					112			112
Riprese di valore (svalutazioni) nette	72		75					147
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(7)							(7)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(157)	(113)	(21)	(14)	(7)			(332)
Valore finale	1.162	825	192	99	105	7		2.390

Gli unproved mineral interest comprendono €857 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquisì il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.159 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale.

Gli investimenti dell'esercizio si riferiscono all'acquisto di potenziale minerario in asset Oil & Gas in produzione/sviluppo nell'offshore di Abu

Dhabi (Emirati Arabi Uniti), all'estensione della durata di concessioni in Nigeria ed Egitto e revisioni contrattuali in Congo.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €16.471 milioni e €16.005 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) riasciute principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €125 milioni (€110 milioni al 31 dicembre 2017).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €46 milioni (€29 milioni al 31 dicembre 2017).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

83942/673

Eni Bilancio Finanziaria 2018

12 | Attività immateriali

[€ milioni]	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile finita	Goodwill	Totale
2018						
Valore iniziale netto	996	240	486	1.721	1.204	2.925
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)			87	87		87
Valore iniziale netto riasposto	996	240	573	1.808	1.204	3.012
Investimenti	133	28	180	341		341
Ammortamenti	(71)	(87)	(226)	(384)		(384)
Svalutazioni			(16)	(16)		(36)
Radiazioni	(15)		(1)	(16)		(36)
Differenze di cambio da conversione	39			39	8	47
Variazioni dell'area di consolidamento			74	74	46	120
Altre variazioni		40		40	26	66
Valore finale netto	1.081	221	584	1.896	1.284	3.170
Valore finale lordo	1.685	1.534	4.185	7.408		
Fondo ammortamento e svalutazione	605	1.313	3.604	5.522		
2017						
Valore iniziale netto	1.092	259	598	1.949	1.320	3.269
Investimenti	91	17	83	191		191
Ammortamenti	(65)	(84)	(137)	(286)		(286)
Ripresa di valore	32			32		32
Svalutazioni	(14)			(14)		(14)
Radiazioni	(24)			(24)		(24)
Differenze di cambio da conversione	(115)	(1)	(2)	(118)	(23)	(141)
Altre variazioni	(2)	49	(56)	(9)	(93)	(102)
Valore finale netto	995	240	486	1.721	1.204	2.925
Valore finale lordo	1.504	1.466	3.778	6.748		
Fondo ammortamento e svalutazione	509	1.226	3.292	5.027		

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di fido residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintan-

toché è confermato il commitment del management. Gli investimenti riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi negli Emirati Arabi, negli Stati Uniti e in Messico.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

[€ milioni]	31.12.2018	31.12.2017
Diritti esplorativi proved	357	403
Diritti esplorativi unproved	684	586
Altri diritti esplorativi	40	6
	1.081	995

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisizione

di clientela nel business retail gas di €165 milioni; (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €151 milioni ed includendo diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €32 milioni; (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017).



83942/676

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2017:

(%)	
	Diritti e potenziale esplorativo
	Diritti di trasporto del gas naturale
	Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili
	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno
	Attività per acquisizione della clientela
	Altre immobilizzazioni immateriali

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.422 milioni. Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Gas & Power	977	932
Exploration & Production	187	179
Raffining & Marketing e Chimica	119	93
Altre attività	1	
	1.284	1.204

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocatione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Europeo	142	97
	977	932

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

Al fine di verificare la tenuta del valore di libro della CGU Mercato Gas Italia compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso considerando i margini delle vendite al solo mercato retail (escludendo i margini wholesale sulle vendite ai clienti industriali, grossisti e termoelettrici). Tale stima ha considerato i flussi di cassa della CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio Paese pari al 5,4%

per l'Italia. Il riferimento a tassi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €1.201 milioni si azzerà al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 63% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) Incremento di 12,1 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 26,2%.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo è aumentato di €45 milioni a seguito dell'acquisizione della quota residua del 51% della società greca Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, già partecipata con il 49%, il residuo è relativo per €95 milioni alla società retail Atergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) che opera in Francia. Anche in questo caso l'impairment review eseguita con una metodologia analoga alla CGU Mercato Gas Italia conferma i valori di libro della CGU del mercato Francia, compreso il goodwill ad essa allocato, al WACC Paese del 6,1%, mentre per la CGU mercato Grecia il test è ricompreso nella valutazione di acquisizione.

83942/675

CONFERENZA FINANZIARIA GIORNATA 2018

13 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use - "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni sono: (i) nel settore Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni, le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e le navi metaniere; (iii) nel business Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione e gli stabilimenti e gli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) il business Chimica costituisce un'unica CGU. Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili; (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del business Refining & Marketing e per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; c) per la CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; d) per la CGU Chimica, sulla vita economico-tecnica degli asset sottostanti considerando un EBITDA "normalizzato" [per tener conto della ciclicità del settore] definito sulla base dei margini di contribuzione medi di piano; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intero degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital - "WACC") al netto dei fattori di rischio specifici del settore Gas & Power e del business Chimica il cui WACC è oggetto di autonoma rilevazione pesata per l'incidenza del rispettivo capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presenta sostanzialmente stabile rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2017.

Nella parte finale del 2018 il prezzo del Brent ha registrato una significativa inversione di tendenza a causa del rallentamento della crescita economica, del ritorno dell'oversupply e delle incertezze dovute all'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, alla Brexit e alle crisi locali. Nonostante la correzione dei prezzi da circa 80 \$/barile a 60 \$/barile, sulla base dell'analisi dei fondamentali a medio-lungo termine che sostengono la continua crescita della domanda e della volontà dei principali produttori di mantenere i mercati in equilibrio, il management, anche sulla base della view di mercato di analisti finanziari e istituti specializzati, ha confermato il prezzo di lungo termine del marker Brent a 70 \$/barile in moneta reale 2022, sostanzialmente in linea con l'assunzione del bilancio 2017, sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2018 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2019-2022. I prezzi del gas in Europa sono previsti su valori più elevati rispetto al piano precedente per effetto di un migliore bilanciamento tra domanda e offerta sostenuto dal declino delle produzioni continentali e dal "phase-out" di centrali termoelettriche alimentate a carbone/nucleare. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione SERM è stato confermato nel lungo termine a circa 5 \$/barile in considerazione delle attese di continua pressione competitiva in Europa da parte di stream di prodotto più conveniente importati da USA e Medio Oriente, i cui effetti saranno mitigati dalla più stringente normativa sul contenuto di zolfo del carburante per il trasporto marittimo a partire dal 2020. Sono state riviste al ribasso le previsioni dei margini dei prodotti petrolchimici nel mercato europeo a causa della pressione competitiva da parte di produttori più efficienti di USA e Medio Oriente e della minore capacità di assorbimento dei mercati di sbocco; tuttavia tale ridimensionamento determina solo una marginale revisione negativa del valore d'uso della CGU attività chimica di Eni poiché la valutazione è fatta sulla base di scenari normalizzati che assumono la ciclicità del settore. Inoltre sebbene alla data di bilancio la capitalizzazione di borsa di Eni era inferiore di circa il 3% al valore di libro del net asset consolidati, tale trend ha registrato una significativa inversione di tendenza e alla data di approvazione del bilancio da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni la capitalizzazione di borsa eccede di circa il 10% il valore di libro di Eni. Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC 2018 di Eni, dal quale sono derivati i WACC post-tax utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas e raffinazione, ha registrato un incremento di mezzo punto percentuale al 7,3% rispetto al 2017 per

me



83942/676

effetto principalmente della previsione di rialzo dei rendimenti dei titoli risk-free che la metodologia Eni aggancia ai titoli di Stato Italia a dieci anni. I WACC del settore Gas & Power e del business Chimica, oggetto di autonoma valutazione rispetto a quella di Eni, sono invariati rispetto al 2017. I WACC 2018 rettificati del rischio Paese specifico evidenziano una certa dispersione rispetto al valore medio a causa delle sensibili oscillazioni dei premi per il rischio Paese, influenzati dall'evoluzione del contesto operativo locale, in particolare del settore Exploration & Production i cui WACC post-tax sono compresi tra il 6,2% e il 16,0%.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate svalutazioni ante imposte per €1.025 milioni che hanno come driver la performance inferiore alle attese di alcuni giacimenti in particolare in Congo e negli USA, il deterioramento del contesto operativo per uno specifico progetto, nonché l'adeguamento al fair value di vendita degli asset di Croazia ed Ecuador. Tali perdite sono state parzialmente compensate da riprese

di valore di €299 milioni dovute al miglioramento dei prezzi del gas in Europa e alla riduzione di alcuni premi per il rischio Paese. I WACC post-tax relativi alle svalutazioni/riprese di valore al netto dell'effetto fiscale superiori a €100 milioni sono pari a circa il 6% che si ridetermina in un intervallo del 6%-9% pre-tax.

Le svalutazioni contabilizzate nella linea di business Refining & Marketing di €156 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Nel settore Gas & Power è stata rilevata la ripresa di valore di un asset di trasporto gas di €66 milioni dovuta alla riduzione del tasso di sconto per ridimensionamento del rischio Paese, mentre per il business power si compensano svalutazioni e riprese di valore riferite a singoli impianti del business power.

14 | Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2018				2017			Totale
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	
Valore iniziale	116	2.332	1.069	3.514	168	2.675	1.197	4.040
Modifica dai criteri contabili (IFRS 9 e 15)		(34)	(3)	(37)				
Valore iniziale riepilogato	116	2.298	1.066	3.474	168	2.675	1.197	4.040
Acquisizioni e sottoscrizioni		28	92	120		63	444	507
Cessioni e rimborsi	(33)	(3)	(115)	(151)			(462)	(462)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	8	15	385	409	9	49	66	124
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(5)	(415)	(10)	(430)	(7)	(340)	(6)	(353)
Decremento per dividendi	(6)	(19)	(25)	(50)	(32)	(41)	(13)	(86)
Variazione dell'area di consolidamento		3.448		3.448		2		2
Differenze di cambio da conversione	2	25	54	81	(13)	(127)	(128)	(268)
Altre variazioni	13	119	11	143	(11)	53	(35)	7
Valore finale	95	5.497	1.452	7.044	116	2.332	1.063	3.511

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €48 milioni l'aumento di capitale della Coral FLNG SA impegnata nella realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione e stoccaggio del gas naturale relativo alla scoperta di Coral in Mozambico; (ii) per €42 milioni l'acquisizione del 33,72% della Commonwealth Fusion System LLC (CFS) nata come spin-out del Massachusetts Institute of Technology per lo sviluppo della tecnologia di produzione di energia nucleare da fusione. Le cessioni e i rimborsi riguardano per €95 milioni il rimborso di capitale della Angola LNG Ltd.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite per €353 milioni alla Angola LNG Ltd che riflette una ripresa di valore di circa €260 milioni dovuta al miglioramento degli economics del progetto grazie alla favorevole definizione di un lodo arbitrale che ha stabilito la chiusura del contratto oneroso con il terminale di rigassificazione di Pascagoula di proprietà della Gulf Energy Ltd, le cui fee erano scontate nei flussi di cassa della collegata e dell'attività di

commercializzazione downstream. L'esito del lodo arbitrale ha determinato corrispondentemente la rilevazione di un onere.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della joint venture Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di una perdita di €146 milioni dovuta alla rilevazione da parte della partecipata di oneri di ristrutturazione e di svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali. Al 31 dicembre 2018 il valore di libro della partecipazione di €1.228 milioni, allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto dell'investee, eccedeva di circa il 22% il fair value rappresentato dalla quota della capitalizzazione di borsa del titolo Saipem. In considerazione di tale impairment indicator e delle incertezze sulla ripresa del ciclo degli investimenti da parte delle oil companies e della pressione competitiva nel settore E&C, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore di libro dell'investimento sulla base di un modello finanziario interno basato sui dati pubblici di Saipem, sulla correlazione storica tra il fatturato della Saipem, l'andamento del prezzo del

83942/677

Eni Finanziaria e Partecipazioni 2018

petrolio e i livelli di spending da parte delle oil companies, nonché sul consensus di mercato degli utili attesi. La verifica ha confermato il valore di libro. Alla data di approvazione del bilancio, la capitalizzazione di borsa di Saipem eccedeva di circa il 23% il valore di libro.

Altre entità minusvalenti sono le venezuelane PetroJunin SA, joint venture con la compagnia petrolifera di stato PDVSA che opera l'omonimo giacimento onshore di olio pesante di Junín e Cardón IV SA (Eni 50%) che opera il giacimento a gas Perla. Il driver della minusvalenza complessiva di €219 milioni è stato in particolare la svalutazione dell'asset Junín a seguito del debooking delle riserve certe non sviluppate del progetto (106 milioni di bce) a causa del deteriorato con-

testo operativo, così come richiesto dalla normativa US SEC.

Il decremento per dividendi è riferito per €24 milioni alla United Gas Derivatives Co.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €3.498 milioni alla rifevazione iniziata del 69,6% della partecipazione nella nuova joint venture valutata all'equity Vår Energi AS costituita per effetto della business combination tra la ex controllata Eni Norge AS e Point Resources AS. Il valore d'iscrizione corrisponde alla quota Eni del fair value del net asset della combined entity.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	31	100,00	63	100,00
- Altre(*)	64		53	
	95		116	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	3.498	69,60		
- Saipem SpA	1.228	30,99	1.423	31,00
- Unión Fenosa Gas SA	335	50,00	350	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	137	49,00	137	49,00
- Cardón IV SA	98	50,00		
- Lotte Versalis Elastomers CO Ltd	75	50,00	114	50,00
- PetroJunin SA	47	40,00	210	40,00
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	32	33,33	32	33,33
- Altre(*)	47		76	
	5.487		2.392	
Imprese collegate:				
- Angola LNG Ltd	1.106	13,60	802	13,60
- Coral FLNG SA	102	25,00	54	25,00
- Novamont SpA	67	25,00	71	25,00
- United Gas Derivatives Co	62	33,33	82	33,33
- Commonwealth Fusion Systems LLC	42	33,72		
- Altre(*)	73		54	
	1.452		1.063	
	7.044		3.511	

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore e a €25 milioni.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €58 mi-

lioni; le differenze sono riferite a Novamont SpA per €43 milioni e a Unión Fenosa Gas SA per €15 milioni e riflettono le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2018 i valori di libro e di mercato delle partecipazioni quotate in borsa sono i seguenti:

Numero di azioni	
% di partecipazione	
Prezzo delle azioni (€)	
Valore di mercato (€ milioni)	
Valore di libro (€ milioni)	

Saipem SpA
308.797.968
30,99
3,265
1.008
1.228

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

3942 / 678

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2018	2017
Valore iniziale	219	276
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	681	
Valore iniziale riepilogato	900	276
Acquisizioni e sottoscrizioni	5	3
Valutazione al fair value con effetto a OCI	15	
Cessioni e rimborsi	(22)	(19)
Differenze di cambio da conversione	31	(23)
Altre variazioni	(10)	(18)
Valore finale	919	219

In applicazione dello IFRS 9, le partecipazioni minoritarie sono state valutate al fair value in luogo del precedente criterio del costo, determinando una rivalutazione di €681 milioni al 1° gennaio 2018 riferita principalmente a: (i) Nigeria LNG Ltd per €511 milioni (€99 milioni il valore di libro al 31 dicembre 2017). Il valore della partecipazione al netto dei dividendi pagati nell'anno è pari a €651 milioni; (ii) Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHRA' per €130 milioni (€13 milioni il valore di libro al 31 dicembre 2017). Il valore della partecipazione al netto dei dividendi pagati nell'anno è pari a €144 milioni.

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di va-

lutazione considera, tra l'altro i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 31 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2018 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018" che costituisce parte integrante delle presenti note.

15 | Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	61	1.189	23	1.602
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	51		84	
	112	1.189	107	1.602
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	188		209	
	300	1.189	316	1.602
Totale strumentali all'attività operativa		64		73
	300	1.253	316	1.675

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione come segue:

(€ milioni)	Fondo svalutazione crediti finanziari
Valore al 31.12.2017	730
Accantonamenti	279
Utilizzi	(596)
Differenze di cambio da conversione	17
Valore al 31.12.2018	430

83942/6R

Eni Refinancing Finanziaria - gennaio 2018

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.301 milioni (€1.709 milioni al 31 dicembre 2017) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.075 milioni) e Gas & Power (€103 milioni). L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla per €705 milioni (€955 milioni al 31 dicembre 2017). La recuperabilità di questi crediti è valutata avuto riguardo, tra l'altro, alle performance operative delle iniziative industriali finanziate.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.088 milioni (€1.393 milioni al 31 dicembre 2017). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.139 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,9% (-0,2% e 2,5% al 31 dicembre 2017). Tale modalità di valutazione non si applica al credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, sostituito di capitale investito netto, poiché il rimborso dipende dall'esito del progetto minerario operato dalla joint venture, condizionato dall'evoluzione della difficile situazione finanziaria del Paese. Pertanto, il valore recuperabile di tale credito corrisponde ai flussi di cassa futuri del progetto che sono stati rettificati per tener conto dei rischi sulla capacità di convertire in cassa le vendite future di gas assumendo nella sostanza una dilazione dei tempi d'incasso ed attualizzati a un WACC risk-adjusted che sconto

il deteriorato contesto operativo locale. Tale verifica di recuperabilità ha confermato il valore di libro del credito finanziario.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari sono riferiti al finanziamento concesso ad una joint venture in Russia impegnata nell'esecuzione di un progetto esplorativo nel Mar Nero a causa dell'esito negativo della ricerca.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano principalmente depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità e depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €188 milioni e €1.299 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani (emessi da Stati Sovrani e dalla Banca Europea per gli Investimenti rispettivamente per €69 milioni e per €4 milioni al 31 dicembre 2017).

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) sono vincolati a garanzia del caucionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

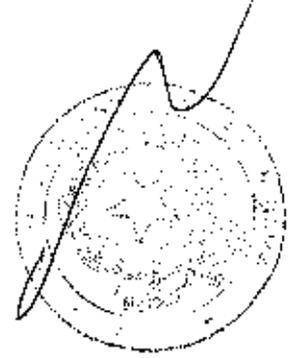
L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Valore nominale (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Storabilità (rating)	Classificazione (ISB)
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	24	25	da 0,20 a 4,75	dal 2019 al 2025	Baa3	B9B
Altri (*)	29	29	29	da 0,05 a 4,40	dal 2019 al 2023	da Aa3 a Baa1	da AA a A-
Tasso variabile							
Italia	8	8	8		dal 2019 al 2020	Baa3	B9B
Altri	3	3	3		2022	Baa3	B3B-
Totale Stati Sovrani	64	64	65				

(*) Di importo unitario inferiore a €25 milioni.

I titoli che scadono entro cinque anni ammontano a €63 milioni. Il valore di mercato dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.



me

13942 (680)

16 | Debiti commerciali e altri debiti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 15 sono i seguenti:

(€ milioni)	Debiti commerciali	Accounti e anticipi da clienti	Accounti e anticipi da partner in joint venture per attività di esplorazione o produzione	Altri debiti	Totale debiti commerciali e altri debiti
Valore al 31.12.2017	10.890	545	252	5.061	16.748
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)				(113)	(113)
Riclassifica ad altre passività correnti (IFRS 15)		(545)		(785)	(1.330)
Valore al 01.01.2018	10.890		252	4.163	15.305

L'applicazione dell'IFRS 15 ha determinato una diminuzione dei debiti per overlifting del settore Exploration & Production di €113 milioni in applicazione del sales method in luogo dell'entitlement method. La riclassifica ad altre passività correnti (IFRS 15) si riferisce: (i) alle posizioni di overlifting del settore Exploration & Production de-

terminate con il sales method per €785 milioni; (ii) agli accounti e anticipi da clienti che in applicazione dell'IFRS 15 si riclassificano a passività da contratti con la clientela.

Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

I debiti commerciali e altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2017
Debiti commerciali	11.645	10.890
Accounti e anticipi da clienti		545
Accounti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	207	252
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.530	2.094
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.151	1.968
Debiti verso altri	1.214	999
	16.747	16.748

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.484 milioni e €9.403 milioni. La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non

produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

17 | Altre passività

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.445	40	1.011	91
Passività da contratti con la clientela	1.108	518		
Depositi cauzionali		268		255
Altre passività	1.427	676	504	1.133
	3.980	1.502	1.515	1.479

In applicazione dell'IFRS 15: (i) le passività da contratti con la clientela corrente comprendono la riclassifica al 1° gennaio 2018, dalla voce Debiti commerciali e altri debiti, degli accounti e anticipi da

clienti di €545 milioni; (ii) le altre passività correnti comprendono la riclassifica al 1° gennaio 2018, dalla voce Debiti commerciali e altri debiti, delle passività per posizioni di overlifting del settore Explora-

83942/681

CONTO RENDICONTO E BILANCIO CONSOLIDATO 2018

tion & Production di €785 milioni per l'adozione del sales method. Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. Le passività da contratti con la clientela di €1.626 milioni comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per €716 milioni in relazione alle operazioni del Concession Agreements nel Paese per il prossimo quadriennio, tra i quali in particolare il progetto Zohr; (ii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €66 milioni e alla quota a lungo termine per €518 milioni.

I depositi cauzionali riguardano depositi ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €233 milioni (€215 milioni al 31 dicembre 2017).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €1.004 milioni. Le altre passività non correnti comprendono passività per imposte per €61 milioni (€45 milioni al 31 dicembre 2017) e altri debiti per €155 milioni (€45 milioni al 31 dicembre 2017).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018				31.12.2017			Totale
	Passività finanziarie a breve termine	Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Altri	Passività finanziario a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	
Banche	393			3.861	201			4.202
Obbligazioni ordinarie		2.781	16.923	19.704		1.445	16.520	17.965
Obbligazioni convertibili			390	390			387	387
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	915			915	1.064			1.664
Altri finanziatori	884	52	59	995	377	40	72	489
	2.182	3.601	20.082	25.865	2.242	2.286	20.179	24.707

Le passività finanziarie aumentano di €1.158 milioni per effetto principalmente: (i) del saldo netto delle nuove assunzioni per €320 milioni; (ii) delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €314 milioni; (iii) della variazione dell'area di consolidamento a seguito della perdita del controllo di Eni Norge AS

per €494 milioni corrispondenti alla liquidità depositata da parte della ex-subsiary presso le finanziarie di Gruppo.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo. L'analisi per scadenza delle passività finanziarie a lungo termine al 31 dicembre 2018 è la seguente:

(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	Altre	Passività finanziarie a lungo termine
	Banche	556	345	393	829	587
Obbligazioni ordinarie	2.391	921	698	1.858	11.055	16.923
Obbligazioni convertibili			390			390
Altri finanziatori	9	10	9	11	20	59
	2.956	1.276	1.490	2.698	11.662	20.082

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 2018 e al 31 dicembre 2017 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.337 milioni e a €1.664 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.904 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €2.000 milioni.

ME



33942/682

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	Diaggio di emissione e tasso di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)	
Società emittente							
Euro Medium Term Notes							
Eni SpA	1.500	12	1.512	EUR	2019	4,125	
Eni SpA	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750	
Eni SpA	1.000	38	1.038	EUR	2020	4,250	
Eni SpA	1.000	27	1.027	EUR	2029	3,025	
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000	
Eni SpA	1.000	9	1.009	EUR	2023	3,250	
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2026	1,500	
Eni SpA	900	(5)	895	EUR	2024	0,025	
Eni SpA	800	2	802	EUR	2021	2,625	
Eni SpA	800	(1)	799	EUR	2028	1,625	
Eni SpA	750	14	764	EUR	2019	3,750	
Eni SpA	750	8	758	EUR	2024	1,750	
Eni SpA	750	5	755	EUR	2027	1,600	
Eni SpA	700	1	701	EUR	2022	0,750	
Eni SpA	650	2	652	EUR	2025	1,000	
Eni SpA	600	(5)	595	EUR	2028	1,125	
Eni Finance International SA	335	15	350	GBP	2019	4,750	
Eni Finance International SA	295	4	299	EUR	2028	3,875	
Eni Finance International SA	167		167	YEN	2019	1,955	
Eni Finance International SA	1.528	5	1.533	USD	2026	2027	variabile
	16.725	179	16.904				
Altri prestiti obbligazionari							
Eni SpA	873	2	875	USD	2023	4,000	
Eni SpA	873	1	874	USD	2028	4,750	
Eni SpA	393	4	397	USD	2020	4,150	
Eni SpA	205	1	206	USD	2040	5,200	
Eni USA Inc	349	(1)	348	USD	2027	7,300	
	2.793	7	2.800				
	19.518	186	19.704				

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €4.596 milioni. Nel corso del 2018 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €2.844 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Diaggio di emissione e tasso di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(10)	390	EUR	2022	0,000

Il 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 (c.d. 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.

83942/683

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 2018 il programma risulta utilizzato per €16,7 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2018				31.12.2017			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	680	1,9	18.635	2,3	904	0,5	20.094	2,4
Dollaro USA	1.007	2,5	4.530	4,3	1.329	1,8	1.684	4,8
Altre valute	495	1,0	518	4,2	8	(0,7)	67	4,7
Totale	2.182		23.683		2.242		22.465	

Al 31 dicembre 2018 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €12.484 milioni (€11.584 milioni al 31 dicembre 2017) e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.214 milioni (€5.802 milioni al 31 dicembre 2017). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2018 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento. Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, si analizza come segue:

[€ milioni]	31.12.2018	31.12.2017
Obbligazioni ordinarie	20.257	19.219
Obbligazioni convertibili	399	410
Banche	3.445	4.021
Altri finanziatori	111	114
Totale	24.212	23.764

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 2,9% (-0,2% e 2,5% al 31 dicembre 2017). La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine

non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione. Le variazioni dei debiti finanziari 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 31.12.2017	22.465	2.242	24.707
Assunzioni e rimborsi	1.033	(713)	320
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	126	188	314
Variazione dell'area di consolidamento		494	494
Altre variazioni non monetarie	59	(29)	30
Valore al 31.12.2018	23.683	2.182	25.865

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Mu



83942/686

19 | 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:

[€ milioni]	31.12.2018			31.12.2017		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	10.836		10.836	7.363		7.363
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.552		6.552	6.012		6.012
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita				207		207
D. Liquidità (A+B+C)	17.388		17.388	13.582		13.582
E. Crediti finanziari	189		189	209		209
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	383		383	201		201
G. Passività finanziario a lungo termine verso banche	768	2.710	3.478	801	3.200	4.001
H. Prestiti obbligazionari	2.781	17.313	20.094	1.445	18.907	18.352
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	661		661	164		164
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.138		1.138	1.877		1.877
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	52	59	111	40	72	112
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	5.783	20.082	25.865	4.528	20.179	24.707
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(11.793)	20.082	8.289	(9.263)	20.179	10.916

Le attività finanziarie destinate al trading sono illustrate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 15 – Altre attività finanziarie.

20 | Fondi per rischi e oneri

[€ milioni]	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contesti	Fondo per imposte	Fondo riserva sinistrali premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione DIL	Fondo esodi agevolati	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Fondo contratti onerosi	Altri fondi(*)	Totale
Valore al 31.12.2017	8.126	2.653	1.107	527	205	182	76	140	65	60	306	13.447
Accantonamenti		299	148	73	493	48	51	9	19		223	1.363
Rilevazione iniziale e variazione stima	(502)											(502)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	259	(12)	2									249
Utilizzi a fronte oneri	(190)	(287)	(214)	(118)	(481)			(17)	(14)	(22)	(200)	(1.443)
Utilizzi per esuberanza		(39)	(289)	(31)		(1)		(17)			(18)	(389)
Variazioni dell'area di consolidamento	(1.024)	(11)	(1)	(8)				(5)			(2)	(1.051)
Differenze cambio da conversione	153		34	17		2					4	210
Altre variazioni	(45)	(14)	37	(20)	110	(27)	3	(2)	(4)		(36)	2
Valore al 31.12.2018	6.777	2.595	924	440	327	204	130	108	66	38	377	11.886

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project 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 (€6.266 milioni). Le revisioni iniziali e variazione stima negative per €502 milioni comprendono gli effetti dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA; tale effetto è stato parzialmente compensato dall'iscrizione delle nuove obbligazioni

sorte nell'esercizio e dalla revisione in aumento delle stime dei costi di abbandono. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €259 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,2% e 6,1% (-0,01% e 5,9% al 31 dicembre 2017). 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 accoglie la stima degli oneri relativi a inter-

83942/085

Eni Group - Finanziaria - Bilancio Annuale 2018

venti 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 alla Syndial SpA per €2.000 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €348 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi 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 ed è riferito al settore Exploration & Production per €653 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri e per esuberanza di €503 milioni sono riferiti principalmente alla definizione di una price revision relativa ad un contratto di vendita gas long-term che trova com-

pensazione nella riduzione del credito verso il fornitore rilevato nelle altre attività non correnti.

Il fondo per imposte 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 per €397 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione 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 €236 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA [in liquidazione] per €114 milioni.

Il fondo mutua assicurazione DIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione DIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Il fondo esodi agevolati 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.

21 | Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Piani a benefici definiti:		
- TFR	275	284
- Piani esteri a benefici definiti	385	409
- Fidej, altri piani medici esteri e altri	148	135
	808	828
Altri fondi per benefici ai dipendenti	309	184
	1.117	1.022

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base dei contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi mone-

tari differiti per €136 milioni, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA per €132 milioni, i premi di anzianità per €22 milioni, il piano di incentivazione di lungo termine ancora in essere per €8 milioni e gli altri piani a lungo termine per €11 milioni.



me



83942 / 686

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

(€ milioni)	31.12.2017						31.12.2017					
	Piani a vita a premio variabili	Piani a vita a premio a rateo (altri)	Totale attività benefici dipendenti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	IFP	Piani a vita a benefici definiti	FISDF, altri piani medici esteri o altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	284	997	135	1.416	194	1.610	288	995	136	1.329	158	1.487
Costo corrente		22	2	29	42	71		24	2	26	54	80
Interessi passivi	4	31	2	37	1	38	3	29	2	34	1	35
Rivalutazioni:	1	(25)	13	(11)	30	19	(6)	54	(1)	47	3	50
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								(14)		(14)		(14)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(31)	1	(30)	29	(1)	(5)	7		66	3	69
- Effetto dell'esperienza passata	1	6	12	19	1	20	(1)	(3)	(1)	(5)		(5)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		2	1	3	115	118		(1)	2	1	28	29
Contributi al piano:								1		1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati	(15)	(35)	(9)	(59)	(74)	(133)	(10)	(37)	(6)	(53)	(36)	(89)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(8)		(8)		(8)		(12)		(12)	(2)	(14)
Variazioni dell'area di consolidamento		(50)		(50)	(2)	(52)	(1)	(15)	(1)	(17)	(3)	(20)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	26	4	31	3	34		59	1	60	(9)	51
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	275	925	148	1.348	309	1.657	284	997	135	1.416	194	1.610
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		588		588		588		619		619		619
Interessi attivi		17		17		17		20		20		20
Rendimento delle attività a servizio del piano		(21)		(21)		(21)		12		12		12
Contributi al piano:		25		25		25		24		24		24
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		24		24		24		23		23		23
Benefici pagati		(26)		(26)		(26)		(25)		(25)		(25)
Variazioni dell'area di consolidamento		(64)		(64)		(64)		(15)		(15)		(15)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		26		26		26		(47)		(47)		(47)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		545		545		545		588		588		588
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio												
Modifiche nei: massimale di attività		5		5		5						
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		5		5		5						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	275	385	148	808	309	1.117	284	409	135	828	194	1.022

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €181 milioni e di €177 milioni rispettivamente al 31 di-

cembre 2018 e al 31 dicembre 2017; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.



83942/687

Bilancio consolidato 2018 - Bilancio consolidato 2018

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

(€ milioni)	TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2018						
Costo corrente		27	2	29	42	71
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		2	1	3	115	118
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	4	31	2	37	1	38
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(17)		(17)		(17)
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	14	2	20	1	21
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	14	2	20		20
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					30	30
Totale	4	43	5	52	188	240
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		29	3	32	188	220
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	14	2	20		20
2017						
Costo corrente		24	2	26	54	80
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)	2	1	28	29
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	3	29	2	34	1	35
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)		(20)		(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	3	9	2	14	1	15
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2	14		14
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					3	3
Totale	3	32	6	41	86	127
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		23	4	27	86	113
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2	14		14

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

(€ milioni)	2018			2017		
	TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	TFR	Plani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri
Rivalutazioni:						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche					(14)	(14)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(31)	1	(30)	(5)	71
- Effetto dell'esperienza passata	1	6	12	19	(1)	(1)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		21		21		(12)
- Modifiche nel massimale di attività	1	1	13	15	(6)	42
					(1)	

Me



83942 / 688

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
31.12.2018									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	115	37	238	6	2	56	13	70	542
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	115	37	238	6	2	56	16	70	545
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	589

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, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2018				
Tasso di sconto	1,5	0,8-18,0	1,5	0,2-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,5	1,5-15,5		
Tasso d'inflazione	1,5	0,8-16,0	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	[anni]	13-25	24	
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	

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

(%)	Europa	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2018					
Tasso di sconto	1,5-1,9	0,8-2,9	3,7-18,0	8,0-13,3	0,6-18,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	1,5-3,0	2,5-3,8	5,0-16,5	10,0-13,3	1,5-16,5
Tasso d'inflazione	1,5-2,0	0,8-3,3	3,7-16,0	3,3-5,0	0,8-16,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	[anni]	21-22	23-25	13-17	13-25
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

83942/689

Eni Merit per Finanza e Risorse 2018

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 della 0,5%	Diminuzione della 0,5%	Incremento della 0,5%	Diminuzione della 0,5%	Incremento della 0,5%	Incremento della 0,5%	Incremento della 0,5%
31.12.2018							
Effetto sull'obbligazione (DBD)							
IFR	(12)	13	8				
Piani esteri a benefici definiti	(58)	65	23	15			18
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(2)	8				6	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(5)	3	1				
31.12.2017							
Effetto sull'obbligazione (DBD)							
IFR	(13)	14	9				
Piani esteri a benefici definiti	(72)	79	24	20			13
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(2)	2				2	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1				

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a € 129 milioni, di cui € 48 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicati:

	Piani esteri a benefici definiti		Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
	€ milioni	€ milioni	€ milioni	€ milioni
31.12.2018				
2019	15	54	9	81
2020	15	55	7	72
2021	18	63	6	67
2022	14	64	6	20
2023	11	74	5	17
Oltre	201	74	114	57
Durata media ponderata (anni)	10,1	17,4	12,8	2,6
31.12.2017				
2018	16	47	7	64
2019	17	65	7	58
2020	18	70	6	45
2021	17	79	6	7
2022	14	84	6	5
Oltre	202	64	103	25
Durata media ponderata (anni)	10,1	17,5	12,8	2,8

me



83942/690

22 | Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

[€ milioni]	31.12.2018	31.12.2017
Passività per imposte differite lorde	7.956	10.169
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.684)	(4.269)
Passività per imposte differite	4.272	5.900
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.615	8.347
Passività per imposte differite compensabili	(3.584)	(4.269)
Attività per imposte anticipate	3.931	4.078

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

[€ milioni]	31.12.2018	31.12.2017
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.612	8.323
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	849	1.106
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	85	305
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	44	70
- altre	366	365
	7.956	10.169
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.528)	(5.240)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.986)	(2.747)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.104)	(2.364)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.460)	(1.404)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(792)	(801)
- over/under lifting	(604)	(395)
- benefici ai dipendenti	(212)	(194)
- utili in gruppo	(124)	(130)
- altre	(546)	(534)
	(13.356)	(13.609)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	5.741	5.262
Attività per imposte anticipate al netto del fondo di svalutazione	(7.615)	(8.347)

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

[€ milioni]	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
2018				
Valore al 31.12.2017	10.169	(13.609)	5.262	(8.347)
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	37	(237)		(200)
Valore al 01.01.2018	10.206	(13.846)	5.262	(8.584)
Incrementi	1.147	(1.478)	253	(1.225)
Decrementi	(802)	1.523	(43)	1.480
Differenze di cambio da conversione	283	(278)	71	(207)
Variazione dell'area di consolidamento	(2.776)	813		813
Altre variazioni	(100)	(90)	198	108
Valore finale	7.956	(13.356)	5.741	(7.615)
2017				
Valore iniziale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)
Incrementi	1.171	(2.341)	212	(2.129)
Decrementi	(835)	1.588	(349)	1.239
Differenze di cambio da conversione	(1.123)	862	(20)	660
Altre variazioni	3	(20)	(21)	(41)
Valore finale	10.169	(13.609)	5.262	(8.347)



83942/691

Eni Finanziaria Finanziaria Annuale 2018

Le perdite fiscali ammontano a €19.108 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €13.753 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.786 milioni e a società estere per €8.322 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €2.615 milioni e €2.913 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono ri-

portabili 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 35% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €4.133 milioni e a società estere per €1.609 milioni. Le imposte sono indicate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

23 | Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

Fair value attivo	31.12.2018			31.12.2017		Gerarchia del fair value - Livello
	Fair value attivo	Fair value passivo	Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	99	46	2	170	86	2
- Interest currency swap	14	71	2	41	45	2
- Outright	3	5	2	3	5	2
	116	122		214	136	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	18	5	2	9	5	2
	18	6		9	5	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	1.060	1.107	1	796	771	1
- Over the counter	306	284	2	81	97	2
- Altro	1	5	2	1	2	2
	1.367	1.396		878	870	
	1.501	1.524		1.101	1.011	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	982	1.031	2	683	829	2
- Future	367	263	1	395	390	1
- Opzioni	80	71	2	133	114	2
	1.430	1.365		1.211	1.333	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	311	196	2	227	21	2
- Future	26	15	1	35		1
	337	211		262	21	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	21	21	2	16	16	2
Totale contratti derivati lordi	3.298	3.121		2.580	2.381	
Compensazione	(1.636)	(1.636)		(1.279)	(1.279)	
Totale contratti derivati netti	1.662	1.485		1.301	1.102	
Diacuti:						
- correnti	1.554	1.445		1.231	1.011	
- non correnti	68	40		80	91	

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.

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 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 sommi-

nistrazione 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. 25 – Patrimonio netto e n. 29 – Costi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedge accounting sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, Impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili di €21 milioni riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita al settore Gas & Power.

Nel corso dell'esercizio 2018 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Me



93942/692

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2018		
	Valore nominale della copertura di copertura	Variazione fair value efficace	Variazioni del valore effettive
Contratti derivati cash flow hedge			
Contratti su merci			
- Over the counter	3.528	404	2
- Future	71	(6)	(2)
	3.599	398	

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA per €1.154 milioni, compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è coperta utilizzando in una relazione di fair value hedge, le differenze di cambio negative per €35 milioni nel 2018 che

maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA di €1.140 milioni.

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

[€ milioni]	31.12.2018		
	Variazione di valore contabile dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'efficacia della copertura	Riserve cash flow hedge	Riserve cambio economico
Cash flow hedge			
Rischio prezzo commodity			
- Vendite programmate	(389)	(13)	642
	(389)	(13)	642

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle commodity energetiche. 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 che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge.

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo stru-

mento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti.

Le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti. Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

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

[€ milioni]	2018	2017	2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		12	(1)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	129	(44)	17
	129	(32)	16

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, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario per €129 milioni di proventi netti (oneri netti per €44 milioni e proventi netti per €36 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016); (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 nel 2016.

83942/693

Eni Bilancio Consolidato Annuale 2018

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2018	2017	2016
- Strumenti finanziari derivati su valute	(329)	809	(494)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	22	28	(12)
- Opzioni			24
	(307)	837	(482)

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati 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 spe-

cifiche 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. I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

24 | Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €295 milioni e €59 milioni, riguardano: (i) la società Agip Oil Ecuador BV, titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Wilano per la quale è stato firmato un accordo vincolante di cessione. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €274 milioni (di cui attività correnti €81 milioni) e a €59 milioni (di cui passività correnti €33 milioni); (ii) la cessione di attività materiali e partecipazioni minoritarie per un valore di iscrizione complessivo di €21 milioni.

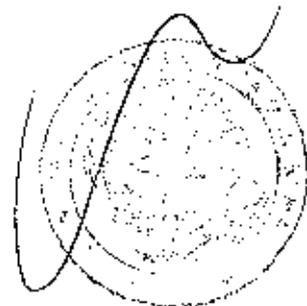
Nel corso del 2018 sono state effettuate: (i) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigaz Zrt e Tigaz Oso (100% Tigaz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG; (ii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga; (iii) la cessione del 50% (intera quota posseduta) della partecipazione nella joint venture Unimar LLC.

25 | Patrimonio netto**Patrimonio netto di Eni**

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 sono i seguenti:

(€ milioni)	Capitale sociale	Utili relativi e esercizi precedenti	Altre riserve	Utile dell'esercizio	Totale patrimonio netto di Eni
Saldi al 31.12.2017	4.005	35.966	4.685	3.374	48.030
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		294			294
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)		(49)			(49)
Saldi al 01.01.2018	4.005	36.211	4.685	3.374	48.275

Gli effetti della prima applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono commentati alla nota n. 3 - Modifica dei criteri contabili.



ME



23942/694

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	36.702	35.956
Riserva per differenze cambio da conversione	6.605	4.818
Riserva legale	999	999
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(9)	183
Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(130)	(114)
Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	66	90
Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	15	
Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(581)	(581)
Accanto sul dividendo	(1.513)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	4.126	3.374
	51.016	49.030

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2018, 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 2017).

Il 10 maggio 2018, 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 2017 di €0,40 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 23 maggio 2018, con data di stacco il 21 maggio 2018 e "record date" il 22 maggio 2018. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2017 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 riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserve strumenti finanziari e benefici ai dipendenti

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati da operazioni cambi e cambi hedge			Piani a benefici definiti per i dipendenti			Riserve OCI relative a partecipazioni valutate al patrimonio netto	Partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2017	240	(57)	183	(133)	19	(114)	80	15
Variazione dell'esercizio	399	(116)	283	(15)	(2)	(17)	(24)	15
Differenze cambio				1	(1)			
Variazione dell'area di consolidamento				4	(3)	1		
Rigiro a rettifica rimanenze	(10)	3	(7)					
Rigiro a conto economico	(642)	524	(118)					
Riserva al 31.12.2018	(13)	4	(9)	(143)	19	(130)	66	15
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	(99)	(13)	(112)	21	
Variazione dell'esercizio	(59)	14	(45)	(33)	29	(4)	69	
Differenze cambio				(1)	3	2		
Rigiro a conto economico	53	(14)	39					
Riserva al 31.12.2017	240	(57)	183	(133)	19	(114)	90	

La riserva relativa alle partecipazioni valutate a fair value non comprende gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 di €681 milioni rilevati negli Utili relativi a esercizi precedenti.



83942/695

Eni Bilancio Consolidato Anno 2018

Altre riserve

Le altre riserve riguardano per: (i) €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate; (ii) €63 milioni le riserve di capitale di Eni SpA.

Riserve 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 2017) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) possedute da Eni SpA. L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di

Incentivazione di Lungo Termine azionario 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.

Accanto sul dividendo

L'accanto sul dividendo 2018 di €1.513 milioni pari a €0,42 per azione è stato deliberato il 13 settembre 2018 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'accanto è stato messo in pagamento il 26 settembre 2018.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2018 comprende riserve distribuibili per circa €46 miliardi.

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

[€ milioni]	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2018	2017	31.12.2018	31.12.2017
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	3.173	3.586	42.615	42.529
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(134)	(466)	7193	3.116
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile		[1]	153	145
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	862	202	2.000	719
- eliminazione di utili in gruppo	177	(88)	(519)	(807)
- imposte sul reddito differite e anticipate	59	144	(369)	(817)
	4.137	3.377	51.073	48.079
Interessenze di terzi	(11)	(3)	(57)	(49)
Come da bilancio consolidato	4.126	3.374	51.016	48.030

Me



83942/696

26; Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2018	2017	2016
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	44		
Attività non correnti	198		
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	11		
Passività correnti e non correnti	[47]		
Effetto netto degli investimenti	206		
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	[50]		
Provento da bargain purchase	[0]		
Totale prezzo di acquisto	148		
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	[29]		
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	119		
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate o di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	328	166	6.526
Attività non correnti	5.029	814	8.615
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	795	[252]	[5.415]
Passività correnti e non correnti	[3.470]	[205]	[6.334]
Effetto netto dei disinvestimenti	2.722	523	3.392
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	113		?
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	[3.498]		[1.006]
Valutazione al fair value per business combination	889		
Plusvalenze (minusvalenze) per disinvestimenti	13	2.148	11
Interessenze di terzi			[1.872]
Totale prezzo di vendita	239	2.671	532
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	[285]	[9]	[894]
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	[47]	2.662	[362]

Gli investimenti del 2018 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del ramo d'azienda da parte di Versalis SpA delle attività "bio" del Gruppo Mossi & Golfi relativo alle attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi bio-chimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili per €75 milioni; (ii) l'acquisizione della quota residua del 51% della partecipazione in Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA che distribuisce e commercializza gas in Grecia per €24 milioni al netto della cassa acquisita di €28 milioni; (iii) l'acquisizione della società Mestri Plinovodi distribucija plina doo che distribuisce e commercializza gas in Slovenia per €15 milioni al netto della cassa acquisita di €1 milione. Il provento da bargain purchase, rilevato nella voce Altri ricavi e proventi, è dovuto alle sinergie ottenibili dalla maggiore capacità di recuperare in tariffa gli investimenti fatti dalla società acquisita dovuta alla combinazione dei portafogli clienti.

I disinvestimenti del 2018 hanno riguardato: (i) la perdita del controllo di Eni Norge AS a seguito dell'operazione di business combination con Foint Resources AS con la costituzione della joint venture valutata all'equity Vår Energi AS (interessenza Eni 69,60%) che svilupperà il porta-

foglio progetti delle due entità combinate. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività nette per €2.485 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €258 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vår Energi AS per €3.498 milioni e di un provento a conto economico per valutazione al fair value di €889 milioni al netto del realizzo di differenze passive di cambio per €123 milioni; (ii) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz Dsc (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (iii) 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 per €33 milioni; (iv) la cessione del 100% della società consolidata Eni Croatia BV titolare di quote di progetti a gas in Croazia a INA-Industrija Nafta dd per €20 milioni al netto della cassa ceduta di €15 milioni; (v) la cessione del 100% della società consolidata Eni Trinidad and Tobago Ltd che detiene una quota di un progetto a gas in Trinidad & Tobago per €10 milioni.



83942/697

27 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Imprese consolidate	5.082	5.595
Imprese controllate non consolidate	136	181
Imprese in joint venture e collegate	4.056	10.046
Altri	163	352
	9.437	16.174

Le garanzie comprendono le garanzie rilasciate da Eni a beneficio delle parti terze che hanno gli obblighi contrattuali di costruire e finanziare l'unità di Floating Production di LNG del valore complessivo di €4.586 milioni 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. Il progetto Coral ha ottenuto la FID il 1° giugno 2017. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA (quota Eni 25%) che eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari dell'EPCIC di Area 4 e degli altri due soci di Mozambico Rovuma Venture SpA, CNPC ed ExxonMobil ciascuno in proporzione al proprio participating interest indiretto nell'EPCIC di Area 4, pari rispettivamente al 20% e al 25%. 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 Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) nei confronti del consorzio di costruzione Technip - JGC - Samsung Heavy Industries, Eni, tramite una propria controllata, ha emesso una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA fino all'ammontare massimo di €1.147 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. Il finanziamento del progetto è coperto in parte da capitale equity degli upstreamer e in parte da un project financing con Export Credit Agencies e banche commerciali dell'ammontare complessivo di €4.082 milioni. 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 €1.397 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 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 Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, i Concessionari hanno aperto una linea di credito, impegnandosi ognuno pro-quota a finanziare: (i) gli esborsi equity di competenza della società di Stato del Mozambico ENH fino ad un importo massimo di €121 milioni in quota Eni; (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di €155 milioni in quota Eni. 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 €1.309 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 (CNPC e ExxonMobil) in proporzione al participating interest in Area 4. Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni o gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.576 milioni (€2.312 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) la garanzia bancaria di €1.010 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) 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. L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €5.000 milioni (€5.564 milioni al 31 dicembre 2017).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €499 milioni (€6.122 milioni al 31 dicembre 2017) rilasciata da Eni SpA a Trenitalia Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il contratto 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). Il decremento di €5.623 milioni

33942 | 698

è dovuto alla cancellazione delle garanzie a seguito del completamento dei principali lotti del progetto; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.664 milioni (€1.623 milioni al 31 dicembre 2017), di cui €1.397 milioni riferiti alle garanzie rilasciate nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.334 milioni al 31 dicembre 2017); (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciate a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.644 milioni (€2.122 milioni al 31 dicembre 2017), di cui €1.147 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 (€1.094 milioni al 31 dicembre 2017) e €279 milioni rifasciati nell'interesse del gruppo Saipem (€1.008 milioni al 31 dicembre 2017); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €177 milioni (€169 milioni al 31 dicembre 2017). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €2.159 milioni (€2.594 milioni al 31 dicembre 2017).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Impegni	54.611	14.488
Rischi	673	691
	55.284	15.189

Gli impegni 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 €52.397 milioni (€11.289 milioni al 31 dicembre 2017). L'aumento di €41.108 milioni è riferito essenzialmente: (a) all'emissione di parent company guarantees, nell'ambito delle transazioni con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle due concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €13.094 milioni e di una quota di partecipazione del 25% nella Concessione di Gasha della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €21.824 milioni. Entrambe le garanzie sono state rilasciate a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere concluse ai due Concession Agreements tra cui, in particolare, il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione e mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Va evidenziato che le garanzie non coprono eventuali perdite di profitto o di produzione derivanti dal mancato conseguimento dei target; (b) all'emissione di parent company guarantees per €6.831 milioni a seguito dell'assegnazione di nuovi titoli esplorativi nell'offshore del Messico e della decisione finale d'investimento per lo sviluppo delle riserve dell'Area 1 nell'offshore; (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). Tale impegno contrattuale stimato in €2.079 milioni (€2.113 milioni al 31 dicembre 2017) è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long-term (fino al 2031) di LNG sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che

tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico dell'esercizio. Nonostante la pronuncia del tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio; (iii) 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 €116 milioni (€128 milioni al 31 dicembre 2017); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e temi aziendali per €244 milioni (€235 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €429 milioni (€456 milioni al 31 dicembre 2017).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a contratto 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 €13 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia



03942/1699

è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

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 del surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrata tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni 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 mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO 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

me



83942 / 100

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 valuta 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 rimanenti, 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 o 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

ricongiungibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. 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 CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (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 strategica 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 CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, 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, 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.



83942/704

Eni Revisione Finanziaria Annuale 2018

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riverente 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 in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propone principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, 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, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 (Portafoglio espresso in euro) e 2017 (Portafoglio espresso in USD). Nel 2018, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A-/A, entrambi in linea con i valori del 2017.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2018 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2017) 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); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

[Handwritten signature]

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

[€ milioni]	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,65	1,60	2,73	2,99	3,76	1,72	2,38	2,58
Tasso di cambio ^(a)	0,57	0,08	0,28	0,25	0,57	0,08	0,22	0,26

(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 e Eni Finance USA Inc.

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

[€ milioni]	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portafolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	18,60	6,79	11,04	7,50	21,14	5,15	12,24	5,15
Trading ^(b)	2,28	0,26	0,73	0,27	2,29	0,21	0,79	0,66

(a) Il parametro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originarie dalle aree Retailing & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciali, comprese anche delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2015, dell'area di business Eni gas & 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 Stochastic, 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. OI conseguenza l'andamento del VaR di G&P e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consumarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

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

[Handwritten signature]

[Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP]

[€ milioni]	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,35	0,25	0,29	0,25	0,41	0,27	0,35	0,27

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

[Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP]

[€ milioni]	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,04	0,01	0,02	0,02	0,04	0,02	0,03	0,03

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in \$ è iniziata nell'agosto 2017.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



83942/702

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie avuto riguardo tra l'altro, per queste ultime del modello di finanza accentrato adottato.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti strutturati sulle commodity oggetto del core business di Eni, ed esposizioni di natura finanziaria, sostanzialmente relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione del WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento o corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di CdA 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 per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

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.

Fra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, 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.

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 2018 il programma risulta utilizzato per circa €16,7 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile 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 può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni; nel corso del 2018 Moody's, a seguito della riduzione del rating assegnato all'Italia (da Baa2 a Baa3 con outlook stabile), ha ridotto il rating Eni di un notch (da A3 all'attuale Baa1).

Nel 2018 sono stati emessi bond per un controvalore complessivo di circa €2,8 miliardi, di cui circa €1,1 miliardi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e circa €1,7 miliardi attraverso un'emissione dual-tranche sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2018, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.484 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.214 milioni, tutte scadenti oltre i 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.



83942/103

Eni - Rendiconto Finanziario - ANNO 2018

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

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di paga-

menti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

[€ milioni]	Anni di scadenza					Oltre	Totale	
	2018	2019	2020	2021	2022			
31.12.2018								
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.301	2.958	1.541	1.253	2.714	11.723	23.489	
Passività finanziarie a breve termine	2.182						2.182	
Passività per strumenti finanziari derivati	1.445	13	1	21		5	1.485	
	6.928	2.971	1.542	1.274	2.714	11.728	27.157	
Interessi su debiti finanziari	655	545	436	330	320	1.677	3.963	
Garanzie finanziarie	658						658	
			Anni di scadenza					
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale	
31.12.2017								
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.000	4.084	2.857	1.279	1.216	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	

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

[€ milioni]	Anni di scadenza			Oltre	Totale
	2019	2020-2021	2022		
31.12.2018					
Debiti commerciali		11.645			11.645
Altri debiti e anticipi		5.102	99	96	5.257
		16.747	99	96	16.902
			Anni di scadenza		
		2018	2019-2022	Oltre	Totale
31.12.2017					
Debiti commerciali		10.890			10.890
Altri debiti e anticipi		5.058	19	26	5.903
		15.748	19	26	15.793

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 esborzi 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 ritirare

i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management; (ii) ai contratti di leasing operativo di impianti, immobili, terreni e altri beni, tra i quali i maggiori per importo sono i leasing operativi di unità FPSD nel settore Exploration & Production utilizzate nello sviluppo dei progetti Offshore Cape Three Points in Ghana e il blocco 15/06 in Angola della durata compresa tra 11 e 14 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.

me



83942 / 104

Anni di scadenza	Anni di scadenza					
	2019	2020	2021	2022	2023	Totale
(€ milioni)						
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	776	601	481	383	258	3.953
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	335	294	407	260	124	13.814
Costi relativi a fondi ambientali	349	321	254	239	188	2.596
Impegni di acquisto ^(c)	14.674	11.259	10.649	9.683	9.546	76.014
- Gas						
Take-or-pay	11.886	10.470	9.995	9.276	9.210	75.035
Ship-or-pay	1.164	558	482	382	324	3.851
- Altri impegni di acquisto	1.624	230	172	25	12	38
Altri impegni	8	1	1	1	1	104
- Memorandum di intenti Val d'Agri	8	1	1	1	1	104
	16.142	12.475	11.792	10.486	10.127	91.781
						152.303

(a) 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 incassarli.

(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 ininterrotta 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 videremo in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €32,7 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 conside-

rato 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. Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

Anni di scadenza	Anni di scadenza					
	2019	2020	2021	2022	2023	Totale
(€ milioni)						
Impegni per investimenti committed	6.492	4.927	3.458	1.910	3.629	20.406

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

Anni di scadenza	2018			2017		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altri componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altri componenti dell'utile complessivo
(€ milioni)						
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading ^(a)	6.552	32		6.012	(111)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(a)	177	(178)		209	793	
Strumenti finanziari non correnti:						
- Titoli da detenere sino alla scadenza ^(b)				73		
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(c)				207	9	(4)
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value ^(d)	919	231	15			
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(e)	14.145	(343)		15.583	(858)	
- Crediti finanziari ^(f)	1.489	(139)		1.918	(116)	
- Titoli ^(g)	64					
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	16.902	(28)		16.793	(51)	
- Debiti finanziari ^(f)	25.865	(615)		24.707	(1.137)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura ^(a)		642	(243)		(42)	(6)

(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 €129 milioni di proventi (oneri) per €44 milioni nel 2017 e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €307 milioni di oneri (proventi) per €997 milioni nel 2017.

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

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per 845 milioni di svalutazioni nette (1.913 milioni di svalutazioni nette nel 2017) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €69 milioni di proventi (oneri) per €45 milioni nel 2017, comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €38 milioni.

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per €139 milioni di oneri (€115 milioni di oneri nel 2017), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €129 milioni (€128 milioni nel 2017) e svalutazioni nette per €275 milioni.

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per €615 milioni di oneri (€1.137 milioni di oneri nel 2017) con proventi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €605 milioni (€654 milioni nel 2017).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione corrente/voce" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €642 milioni di proventi (oneri) per €54 milioni nel 2017 e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €12 milioni di proventi nel 2017.



83942/105

Eni Bilancio Finanziaria Annuale 2018

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	Attività finanziarie crediti e passività finanziarie	Passività finanziarie debiti e passività finanziarie	Attività finanziarie crediti e passività finanziarie
31.12.2018			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	15.634	1.533	14.101
Altre attività correnti	3.894	1.636	2.258
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	18.200	1.533	16.747
Altre passività correnti	5.616	1.636	3.980
31.12.2017			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	15.636	1.215	15.421
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

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €1.347 milioni (€1.041 milioni al 31 dicembre 2017) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €186 milioni (€174 milioni al 31 dicembre 2017); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.636 milioni (€1.279 milioni al 31 dicembre 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. 20 – 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. Procedimenti 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 Crotona (Discarica di Farina Trappeto)**. Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotona 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 Crotona si è costituito parte offesa. La Procura di Crotona ha notificato avviso di chiusura delle indagini preliminari. Nel marzo 2019 il PM procedente ha chiesto durante l'udienza preliminare il proscioglimento di tutti gli imputati. Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotona 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. Sono in corso di completamento le autorizzazioni finali. Per questo secondo procedimento è stata presentata memoria per chiedere l'archiviazione.

(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 dolosa e non dolosa. A esito dell'udienza preliminare il Tribunale di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenute 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 per il reato di disastro e ha accolto l'istanza, trasmettendo gli atti alla Corte Costituzionale. La Corte Costituzionale ha dichiarato non fon-

83942/706

data 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. La Corte di Cassazione ha restituito gli atti alla Procura di Sassari che ha proceduto a ripresentare la richiesta di rinvio a giudizio. È in corso di svolgimento la fase dell'udienza preliminare.

- (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. Si è in attesa della fissazione dell'udienza.
- (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. A esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. Alcune associazioni ambientaliste si sono costituite in giudizio. Il procedimento prosegue.
- (v) **Syndial SpA – Palte fosfatice, Sito di Porto Torres (1).** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatice" 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 fosfatice, 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 fosfatice", acque raccolte da Syndial sulla base del provvedimento 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. L'istanza presentata per la rimozione dei BULK è stata autorizzata dalla Procura nell'ottobre 2018. Le indagini sono in corso.
- (vii) **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 capu 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. Le difese degli imputati, la Procura e le parti civili hanno proposto appello. Il procedimento è stato sospeso a seguito del Ricorso in Cassazione presentato dalla difesa.
- (viii) **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 barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha rinviato 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 perde in fase dibattimentale.
- (ix) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio 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



83942/107

ENI RILASCIARE L'INCHIESTA FINALE 2018

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 Practices 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, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, a esito dell'udienza preliminare conclusa nell'aprile 2017, è stata confermata la richiesta formulata dalla Procura 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.

- (x) **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 Olio 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 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.

- (xi) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.** 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 stato ultimato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, il cui rapporto finale è al vaglio degli Enti competenti. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, come si è appreso nel dicembre 2018, a seguito della notifica dell'avviso di proroga dei termini delle indagini preliminari, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Le indagini sono in corso. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. 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. Attualmente è stato risarcito il danno ad alcuni privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata 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.

- (xii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 è stato notificato alle società Eni Raffineria di Gela ed EniMed un avviso di conclusione delle indagini preliminari emesso dalla Procura di Palermo nell'ambito del procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo tra reato di cui al D.Lgs. 231/01 e s.m.i. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica.

- (xiii) **Syndial SpA - Disastro ambientale Ferrandina.** Nel gennaio 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Syndial per i reati di gestione illecita di rifiuti e disastro innominato in relazione a fatti connessi alle attività di bonifica del sito di Ferrandina/Pisticci. La contestazione concerne un presunto sversamento di liquidi contaminati nel sottosuolo e poi nel fiume Basento a causa della rottura di una tubazione di collegamento interrata che doveva portare gli stessi all'impianto di trattamento gestito dalla società Tecnoparco. A seguito dell'interrogatorio dell'indagato, è stata formulata

ME



33942/108

nei suoi confronti la richiesta di rinvio a giudizio.

[xiv] **Versalis SpA – Sequestro preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi. Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame. In data 26 marzo 2019 il Tribunale del Riesame di Siracusa ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto.

[xv] **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Nella prima mattina del giorno 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un grave incidente mortale. Secondo i primi accertamenti nell'immediatezza del fatto, durante lo scarico di un serbatoio vuoto di azoto dalla piattaforma al supply vessel Aline B si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un fascicolo di indagine contro ignoti e sono in corso di svolgimento gli accertamenti tecnici dei consulenti della Procura su tutte le parti della gru immediatamente poste sotto sequestro.

1.2. Procedimenti 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 Vergante).** 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 Vergante nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial al risarcimento del danno, 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 sta-

to 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). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. Nei termini di legge la Società e i suoi dirigenti si sono costituiti presentando ricorso e controricorso.

[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 livi 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, 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 barrieramento fisico. 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. Il Consiglio di Giustizia Amministrativa (CGA) per la Regione Siciliana si è pronunciato sugli appelli pendenti avverso diverse sentenze del TAR e in sostanza ha confermato l'annullamento di tutte le prescrizioni amministrative oggetto del contenzioso. Il quadro prescrittivo in capo alle società diventa quindi, con tale sentenza, chiaro e definitivo. L'annullamento delle prescrizioni ha, tra l'altro, effetto retroattivo al momento della loro adozione e consente, pertanto, di escludere il rischio della contestazione di eventuali inadempimenti.

[iii] **Eni SpA – Syndial SpA – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato



83942/109

ENI RELAZIONE FINANZIARIA CONSOLIDATA 2018

a Raffineria di Gela, Syndial ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di 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 che sarebbe derivato 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. Un solo ATP è allo stato ancora in corso. 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. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.

(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 in giudizio Syndial nel maggio 2008 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 2013 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. Una prima fase della CTU è stata depositata nel settembre 2018. Prosegue l'attività istruttoria.

(v) **Syndial SpA e Versalis SpA - Comune di Mellilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Mellilli 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 Prato e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegalmente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Mellilli).

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 condannandolo 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. Nell'aprile 2018 la Corte d'Appello di Catania ha rigettato l'appello proposto dal Comune. È stato presentato ricorso dinanzi alla Corte di Cassazione relativamente al capo sulle spese, in cui le società si sono costituite e ricorso per revocazione della sentenza dinanzi alla Corte d'Appello di Catania, nel quale le società si stanno costituendo.

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 fuel ed €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 con sentenza parziale che, quanto alle domande di Alitalia in A.S.: (i) per il periodo 1998-31/03/2004 si sono prescritte; (ii) per il periodo successivo al giugno 2006 non si debba dar luogo ad alcun ulteriore accertamento, essendo Alitalia in A.S. venuta meno ai propri oneri di allegazione;

me



83942/10

(iii) per il solo periodo compreso tra il dicembre 2004 ed il giugno 2006 debba essere espletata apposita consulenza tecnica d'ufficio (CTU). Il giudizio pende in primo grado, in fase istruttoria, per l'espletamento della CTU. A fronte di questo contenzioso è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi e oneri legali.

- (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 asset 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. La corretta interpretazione del lodo arbitrale e le conseguenze sulla revisione prezzo 2012-2015 sono 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. 231/01. 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. 231/01. 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. 231/01, 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. 231/01. 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. Sono state depositate le motivazioni della sentenza, dalle quali risulta confermato l'impianto definito dai precedenti gradi di giudizio. È stato presentato ricorso per Cassazione esclusivamente per le statuizioni civili.

- (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 BK3 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. 231/01, 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. 231/01, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha notificato ulteriori provvedimenti e richieste a Saipem, volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da quest'ultima 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. 231/01. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti di Eni, 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



83942/EM

Eni Bilancio Consolidato Anno di 2018

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;
- 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 (inclusi Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), 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 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. Con sentenza del settembre 2018, il Tribunale di Milano, respingendo le richieste di condanna della Procura, ha emesso sentenza di assoluzione per Eni, per l'ex AD e per il Chief Upstream Officer della Società relativamente a tutti i capi di imputazione. Anche l'ex CFO di Eni è stato assolto dalle accuse mosse a suo carico in tale ruolo presso Eni. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza. Il Pubblico Ministero e le altre parti che sono state condannate in primo grado hanno proposto

appello nei termini di legge. Si è in attesa di fissazione dell'udienza. 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 numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (iii) DPL 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 DPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 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, assicurando 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 DPL 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, l'allora Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro 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 2015 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, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

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.

ME



83942/712

Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari 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. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell. All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal tribunale. Eni e Shell si sono poi costituite responsabili civili in esito alla citazione effettuata dal Governo della Nigeria. Il procedimento di primo grado è in corso.

Per quanto riguarda il separato procedimento penale, svoltosi con il rito abbreviato nei confronti di due imputati, terzi rispetto alla società, nel settembre 2018 è stata emessa sentenza di condanna. In particolare, il Giudice ha condannato i due imputati (che secondo l'impostazione accusatoria sarebbero stati due mediatori) alla pena di anni 4 e alla confisca del prezzo del reato pari a circa €100 milioni. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza che è stata successivamente appellata dagli imputati.

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. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e 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.

Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, ma né Eni né altre società del Gruppo hanno ricevuto notifiche in merito a tale procedimento.

(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, su delega della Procura di Milano, 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 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. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 è stato eseguito un provvedimento di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. emesso dalla Procura di Milano, avente ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Nel febbraio 2019 Eni ha ricevuto una richiesta di proroga delle indagini preliminari sino ad ottobre 2019.

Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anti-corruzione affinché fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati preliminari di tali attività, allo stato non ancora concluse, non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative alla predetta indagine, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del D.Lgs. n. 58/1998 ("TUF"). In particolare, alla Società è stato richiesto di fornire elementi informativi in merito alle "indagini Congo" e ad ogni iniziativa intrapresa dalla Società – ivi incluse specifiche attività di audit svolte al riguardo e/o eventuali affidamenti di incarichi di verifica in relazione alle indagini in commento – e ai relativi esiti, trasmettendo l'eventuale documentazione di supporto. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto di fornire elementi informativi in merito all'attività di vigilanza dallo stesso svolta riguardo alle indagini in questione. Il Collegio Sindacale e la Società hanno risposto alla richiesta di informazioni, rispettivamente, l'11 e il 13 giugno 2018.

4. Altri procedimenti in materia penale

(i) **Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accisa sui 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.



83942/113

Eni - Bilancio Finanziario Anni 2013

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. 7320/2014RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turrizziani 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 Contestazione 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 e 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, riguardante 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 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 interloquuto 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 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 agli indagati di conclusione delle indagini preliminari. Per quanto di interesse di Eni, il procedimento coinvolge gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalveti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è contestata in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale. Alcuni dei difensori nominati hanno depositato memorie difensive, richiedendo alla Procura un provvedimento di archiviazione.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati - tra cui oltre 40 posizioni Eni - oggetto di un procedimento stralcio (proc. n. 22066/17 RGNA) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo.

Nell'ottobre 2018 è pervenuta nell'ambito del procedimento penale principale notifica dell'avviso di fissazione dell'udienza preliminare e della relativa richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura.

Sul versante tributario, nell'ambito del procedimento amministrativo avviato per la riscossione delle imposte assentamente non versate, nell'aprile 2018 la Guardia di Finanza ha notificato ad Eni un Processo Verbale di Contestazione che quantifica le maggiori accise dovute per gli anni 2008-2017 in €34 milioni ed i maggiori imponibili delle altre imposte connesse (imposte sul reddito ed IVA) in misura tale da determinare ulteriori imposte dovute per €22 milioni. L'Agenzia delle Dogane e delle Entrate cui compete l'emissione dell'avviso di pagamento/accertamento potranno comminare sanzioni ed interessi. Parte delle maggiori accise contestate e delle altre imposte relative è riconducibile alla stessa fattispecie per la quale Eni ha già conseguito

MC



83942/1716

sentenza favorevole di primo grado a seguito del ricorso di rinvio alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma. La società ricorrerà nelle sedi opportune. A fronte di questo contenzioso è stato eseguito un accantonamento al fondo imposte.

- (ii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel 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 Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno di Eni, 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 coinvolti, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti. Inoltre, Eni non risulta essere oggetto di indagine.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluso analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento dell'ex Chief Legal and Regulatory Affairs di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in due relazioni del 22 novembre 2018 e del 14 febbraio 2019 che non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Le relazioni sono state presentate al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmesse all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con la società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza che il Collegio decida di adottare. Il Collegio Sindacale e la Società hanno risposto alla richiesta di informazioni, rispettivamente, l'11 e il 13 giugno 2018. Successivamente, la Società ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con comunicazioni inviate il 21 settembre, 3 e 20 dicembre 2018 e 19 febbraio 2019. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Col-

legio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta sono i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione.

- (iii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Abuso di informazioni privilegiate.** Nel marzo 2019 è stata notificata al Chief Upstream Officer di Eni una richiesta di proroga di indagini preliminari [precedentemente non note] condotte dalla Procura di Milano, in relazione ad un'ipotesi di violazione dell'art. 184 del D.Lgs. 58/1998 [Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria – "TUF"; abuso di informazioni privilegiate] che si presume commessa nel periodo tra il 1° novembre e il 1° dicembre 2016. L'ipotesi non risulta meglio specificata nell'atto notificato.

5. Procedimenti chiusi

- (i) **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. Nel giugno 2017 il Giudice ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati; la Procura ha proposto appello. Nel settembre 2018 la Corte d'Appello ha dichiarato inammissibile l'impugnazione proposta dal Pubblico Ministero, con pronuncia passata in giudicato. Anche in relazione al procedimento stralcio avente ad oggetto i 4 casi anzidetti il Giudice ha pronunciato la sentenza di non luogo a procedere, divenuta irrevocabile nel febbraio 2018.
- (ii) **Eni – Raffineria di Gela SpA – EniMed SpA – Syndial SpA.** Nel dicembre 2015, 273 cittadini di Gela hanno presentato un ricorso ex art. 200 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



83942/15

Eni Petroleum Finestra in Anonima 2018

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 ha rigettato tutte le richieste dei ricorrenti, condannandoli al pagamento delle spese processuali. Avverso tale provvedimento è stato proposto reclamo. Nel settembre 2018 il Tribunale ha rigettato l'impugnazione proposta dai ricorrenti, confermando i contenuti dell'ordinanza emessa dal Giudice di primo grado. Il procedimento cautelare promosso dunque è definitivamente concluso.

Attività in concessione

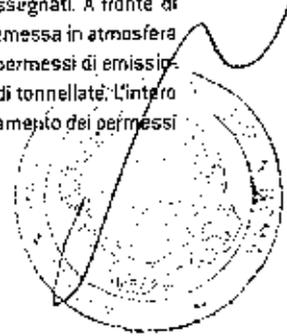
Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni 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 di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) o 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 HSE 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 o gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto 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 2018 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,93 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 2,25 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 12,68 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.



83942/16

28 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

[€ milioni]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing & Chemicals	Corporate & Altre attività	Totale
2018					
Ricavi da clienti terzi	9.943	43.109	22.594	176	75.822
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	3.582	18.471			22.053
- Vendita prodotti petroliferi	1.139	4.053	17.213		22.399
- Vendita gas naturale e GNL	4.554	15.088			19.642
- Vendita prodotti petrochimici		762	4.777	35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	2.363	20	11	2.421
- Servizi	247	2.372	584	130	3.333
Totale	9.943	43.109	22.594	176	75.822
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.076	42.979	22.535	106	75.296
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	267	130	59	70	526

[€ milioni]	Totale
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligazioni soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	11

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

[€ milioni]	2018	2017	2016
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	454	3.288	14
Altri proventi	662	770	917
	1.116	4.058	931

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda 2018 riguardano per €428 milioni la cessione del 10% dell'asset Zohr in Egitto, quelle relative al 2017 riguardavano 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 altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.



83942/17

Eni - Bilancio Consolidato - Finanziaria - Anno 2018

29 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2018	2017	2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	41.125	35.907	27.783
Costi per servizi	10.625	12.228	12.727
Costi per godimento di beni di terzi	1.820	1.684	1.672
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.120	886	505
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting		145	240
Altri oneri	1.130	931	666
	55.820	51.781	43.593
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(192)	(224)	(297)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(6)	(9)	(18)
	55.622	51.549	43.278

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €287 milioni (€273 milioni e €204 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e canoni per contratti di leasing operativo per €872 milioni (€1.022 milioni e €566 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'ativo

patrimoniale ammontano a €197 milioni (€185 milioni e €161 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti petroliferi per €1.043 milioni (€674 milioni e €572 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

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

(€ milioni)	2018	2017	2016
Pagabili entro:			
1 anno	776	803	593
da 2 a 5 anni	1.653	1.710	1.040
oltre 5 anni	1.524	1.939	785
	3.953	4.532	2.418

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente unità di floating production & storage (FPSO) per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, immobili per uso ufficio, impianti di perforazione offshore (rig), time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e altri impianti, attrezzature e beni. 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.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per

esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €101 milioni (accantonamenti netti di €375 milioni e di €55 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €266 milioni (accantonamenti netti di €200 milioni e €198 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - 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. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

83942/18

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2018	2017	2016
Salari e stipendi	2.409	2.447	2.491
Oneri sociali	148	441	445
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	220	113	01
Altri costi	170	162	202
	3.247	3.163	3.219
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(142)	(202)	(215)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(12)	(10)	(10)
	3.093	2.951	2.994

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €37 milioni (€18 milioni e €47 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e oneri per programmi a contributi definiti per €95 milioni (€90 milioni e €83 milioni rispettivamente nel 2017 e nel 2016).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

Numero medio dei dipendenti

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

[numero]	2018		2017		2016	
	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	989	17	995	17	1.028	18
Quadri	9.095	84	9.089	98	9.160	109
Impiegati	16.220	361	16.771	371	17.180	384
Operai	5.259	289	5.659	285	5.703	294
	31.573	745	32.464	771	33.061	805

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

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 natu-

ra 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 da assegnare 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⁽³⁰⁾") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento⁽³¹⁾; (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 delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €2,99 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione.

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

(31) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una ed. market condition.



83942/19

Eni - Direzione Finanze - 10/11/2019

La determinazione del fair value 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 (€14,246 per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (circa 20% per l'attribuzione 2018; circa 25% per l'attribuzione 2017), 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).

I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017 e 2018, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €5,1 milioni (€0,4 milioni nel 2017) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, 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 si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Salari e stipendi	27	25	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	10	9	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		7	4
	39	43	44

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,6 milioni, €14,5 milioni e €7,1 milioni rispettivamente per gli esercizi 2018, 2017 e 2016. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,664 milioni, €0,780 milioni e €0,738 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2018, 2017 e 2016.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avante 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.

30 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2018	2017	2016
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.967	3.924	5.850
Oneri finanziari	(4.663)	(5.886)	(6.232)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	32	(111)	(21)
Strumenti finanziari derivati	(307)	837	(482)
	(971)	(1.236)	(885)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017	2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(565)	(638)	(639)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	32	(111)	(21)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(120)	(113)	(118)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	16	37
- Interessi attivi verso banche	18	12	15
	(627)	(834)	(726)
Differenze attive (passive) di cambio	341	(805)	676
Strumenti finanziari derivati	(307)	837	(482)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	132	128	143
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	52	73	106
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(249)	(264)	(312)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(313)	(271)	(290)
	(378)	(334)	(353)
	(971)	(1.236)	(885)

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

me



83942/720

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

31 | Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 14 – Partecipazioni.

per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2016	2017	2016
Dividendi	231	205	143
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	22	163	[14]
Altri proventi (oneri) netti	910	[33]	[183]
	1.163	335	[54]

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €187 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €35 milioni (analogamente nei comparative periods).

Gli altri proventi netti comprendono la plusvalenza di €889 milioni derivante dalla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS

con la costituzione della joint venture Vår Energi AS determinata dalla differenza tra il valore d'iscrizione della partecipazione corrispondente al fair value dei net asset combinati e il valore di libro dei net asset ceduti. Nei comparative periods gli oneri si riferiscono alla svalutazione da impairment test di joint venture e collegate.

32 | Imposte sul reddito

(€ milioni)	2016	2017	2016
Imposte correnti:			
-imprese italiane	301	712	195
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	4.906	3.167	2.671
-imprese estere	163	142	133
	5.370	4.021	2.999
Imposte differite e anticipate nette:			
-imprese italiane	130	[464]	[243]
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	487	[162]	[813]
-imprese estere	[27]	72	[7]
	600	[554]	[1.063]
	5.970	3.467	1.936



83942/721

Eni Reporting - Finanziaria consolidata - 2018

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €241 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando

l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (24% e 27,5% rispettivamente nel 2017 e nel 2016) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

[€ milioni]	2018	2017	2016
Utile ante imposte	10.107	6.844	892
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	27,5
Imposte teoriche	2.426	1.643	245
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	3.096	1.882	1.152
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	252	[96]	397
- effetto tassazione dividendi intragruppo	47	1	87
- effetto Irap delle società italiane	50	77	42
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni	(1)	(177)	8
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009		61	
- altre motivazioni	100	76	5
	3.544	1.824	1.691
Imposte effettive	5.970	3.467	1.936

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €3.014 milioni (rispettivamente, €1.811 milioni e €1.211 milioni nel 2017 e 2016).

33 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 2017 e 2016).

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, incrementato

tate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2018 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario 2017 e 2018. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 2.782.584 per l'esercizio 2018 (1.691.413 nell'esercizio 2017). Nell'anno 2016 non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

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

	2018	2017	2016
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	2.782.584	1.691.413	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.603.922.717	3.602.831.546	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni	4.126	3.374	(1.454)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,41)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,42)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations	4.126	3.374	(1.054)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,29)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	1,15	0,94	(0,29)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations			(413)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)			(0,12)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)			(0,12)

me



83942/122

34 | Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

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

[Milioni]	2018	2017	2016
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	17	9	4
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	93	252	170
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	287	273	204
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	380	525	374
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo			
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.257	1.371	1.905
Totale attività materiali e immateriali	2.348	2.366	2.997
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	77	81	118
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	463	412	417
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	287	273	204
Totale effort esplorativo	750	715	621

35 | 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 2018 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. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

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.



83942/193

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2018						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	25.744	55.690	25.216	1.589		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(12.581)	(2.622)	(1.413)		
Ricavi da terzi	9.943	43.109	22.594	176		75.822
Risultato operativo	10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	235	53	274	579	(21)	1.120
Ammortamenti	6.152	408	399	99	(30)	6.988
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	1.025	56	193	18		1.292
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	299	127				426
Radiazioni	97	1				100
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	158	9	(57)	(188)		(68)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili						32.890
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.972	494	275	1.303		7.044
Passività direttamente attribuibili ^(c)	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili						32.260
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.904	215	877	143	(17)	9.119
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	19.721	171		66.919
Risultato operativo	7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	(20)	182	245		886
Ammortamenti	6.747	345	360	60	(29)	7.483
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	850	56	131	25		1.062
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	808	202	77			1.087
Radiazioni	260	2	1			263
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)	(101)		(267)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	68.661	11.068	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)	17.273	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)	18.089	40.961	18.733	1.349		
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.711)	(8.898)	(1.605)	(1.150)		
Ricavi da terzi	6.378	32.063	17.128	193		55.762
Risultato operativo	2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	123	50	171	438	(277)	505
Ammortamenti	6.772	354	389	72	(28)	7.558
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	740	187	120	40		1.067
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	1.440	86	16			1.542
Radiazioni	153	2	195			350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)	(144)		(196)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	75.716	12.014	10.712	1.146	(520)	89.068
Attività non direttamente attribuibili						25.477
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.526	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						37.528
Investimenti in attività materiali e immateriali	8.254	120	664	55	(87)	9.380

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Me

83942 / 720

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
2018								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.646	7.086	1.031	4.546	16.910	36.455	1.109	85.483
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.424	267	538	534	1.782	4.533	41	9.119
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

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2018	2017	2016
Italia	25.279	21.925	21.280
Resto dell'Unione Europea	20.408	19.791	15.808
Resto dell'Europa	7.052	5.911	4.804
Americhe	5.051	5.154	3.212
Asia	9.585	7.529	5.619
Africa	8.246	6.429	4.865
Altre aree	201	107	174
	75.822	66.919	55.762

36 | Rapporti con parti correlate

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

- 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 altre società escluse dall'area di consolidamento;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- 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 monitoraggio remoto delle autovetture nell'ambito dell'iniziativa "enjoy" (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;
- 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.

Si segnala che alcune esigue transazioni con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione sono state concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero nel rispetto della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob.

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 2016" che si considera parte integrante delle presenti note.



83942/25

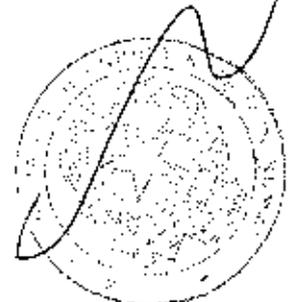
Eni Relazione Finanziaria consolidata 2018

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Esercizio 2018

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018			2018		
	Crediti a breve scadenza	Debiti a breve scadenza	Garanzie	Attivo	Passivo	Imprese fondi gruppo
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	98		156		
Angola LNG Supply Services Llc			177			
Coraf FLNG SA	14		1.147		62	
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	1	18		51		
Gruppo Saipem	75	171	793	420	30	
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	134		998	1	
Mellrah Oil & Gas BV	1	260		502	1	
Petrobrel Belayim Petroleum Co	56	2.029		2.282	7	
Unión Fenosa Gas SA	4	7	57		123	37
Vör Energi AS	13	100	218			
Altre(*)	44	25		104	111	[26]
	236	2.648	2.392	4.513	335	11
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni ETC Ltd			177			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	87	1	5		11	
Altre	6	23	14	13	7	
	93	24	196	13	18	
	329	2.672	2.588	4.526	353	11
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	134	151		514	118	227
Gruppo Italgas	5	146		667	23	
Gruppo Snam	237	289		1.184	109	[1]
Gruppo Terna	26	47		231	150	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	67	85		588	555	74
Altre	25	18		34	45	
	494	736		3.218	1.006	308
Altri soggetti correlati	1	2		32	4	
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	40	140		229	34	
Totale	864	3.750	2.588	8.005	1.391	319

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



Me

83942/126

Esercizio 2017

Denominazione	31.12.2017				2017		Altri proventi (oneri) operativi
	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi	Ricavi	
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	83		142		
Coral FLNG SA		20	4	1.094		28	
Gruppo Saipem		63	76	7.270	450	44	
Karachaganak Petroleum Operating BV		36	121		951		
Mellitah Oil & Gas BV		5	220		495	2	
Petroleum Belujim Petroleum Co		86	1.205		3.168	8	
União Fenosa Gas SA				57	3	202	28
Altre ^(*)		84	22		140	128	
		295	1.731	8.421	5.349	412	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		20	23	7	14	7	
		97	24	181	14	14	28
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		123	187		622	164	285
Gruppo Italgas		14	180	1	681	18	
Gruppo Snam		187	351		1.221	85	
Gruppo Teina		35	31		212	154	15
GSE - Gestore Servizi Energetici		69	219		506	702	2
Altre ^(*)		50	21		38	16	1
		478	989	1	3.280	1.139	303
Altri soggetti correlati		1	2		25	1	
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Cojoint des Opérations «OC SH/FCP»		38	145		538	42	
Totale		910	2.861	8.603	9.198	1.608	331

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



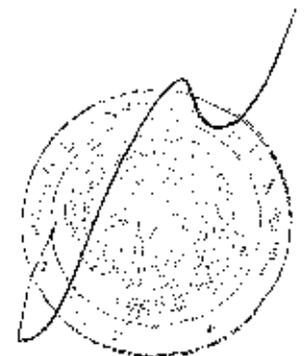
83942/197

Bilancio Finanziario Annuale 2016

Esercizio 2016

Denominazione (€ milioni)	31.12.2016			2016		Altri proventi (oneri) operativi
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi	Ricavi	
Joint venture e imprese collegate						
Agilia Petroleum Co	1	50		156		
Gruppo Saipem	64	224	8.094	781	51	
Karachaganak Petroleum Operating BV	47	187		918	27	
Mellitah Oil & Gas BV	7	134		477		
Petrobel Bekasim Petroleum Co	225	532		1.940	2	
Unión Fenosa Gas SA			57		94	
Altre ^(*)	114	25	1	145	143	47
	458	1.152	8.152	4.417	317	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	8	10	
	78	17	246	8	12	
	536	1.169	8.398	4.425	329	47
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	151	254		898	201	182
Gruppo Italgas	54	1		4		
Gruppo Snam	44	541	1	2.032	113	
Gruppo Terna	33	46		232	117	13
GSE - Gestore Servizi Energetici	58	32		243	414	5
Altre ^(*)	43	24		37	68	
	383	898	1	3.356	913	200
Altri soggetti correlati						
		2		32		
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organo Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»						
	176	331		423	70	
Totale	1.095	2.400	8.399	8.236	1.312	247

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



ne

33942 | 728

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

- 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, Petrobrel Belajim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i radddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Ltd a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio EJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPDC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas e la prestazione di servizi (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi);
- l'acquisizione di servizi di trasporto, e servizi di distribuzione dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA;
- 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, la vendita di GNL, e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS e crediti e debiti di natura commerciale e diversa;

- 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, il fair value degli strumenti finanziari derivati, 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 (OCSTI) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione per €24 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi a Eni Foundation e alla Fondazione Eni Enrico Mattei rispettivamente per €3 milioni e €4 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Esercizio 2018

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Strumenti finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				245		
Cardón IV SA		705	36			95
Coral FLNG SA		106				
Coral South FLNG DMCC				1.397		
Shatskorneftegaz Sârl					267	7
Société Centrale Electrique du Congo SA		64	30		5	
Vår Energi AS			494			
Altre		38	4	22	9	13
		915	564	1.664	281	115
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		49	25			
		49	25			
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel			64			
Altre			8			2
			72			2
Totale		964	661	1.664	283	115



83942/109

Eni Bilancio consolidato Finanziaria Annualità 2018

Esercizio 2017

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017			2017	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				233		
Cardón IV SA		955				86
Coral FLNG SA		56				71
Coral South FLNG DMCC				1.334		
Gruppo Saipem			3	56		13
Shatskornneftegaz Sârl		101				6
Société Centrale Electrique du Congo SA		66	43			
Altre		48	49	2	1	14
		1.226	95	1.625	1	190
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Servizi Fondo Romulo Metano SpA		60	9			1
Altre(*)		1	52			1
		61	61			2
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			9		3	
			8		3	
Totale		1.287	164	1.625	4	191

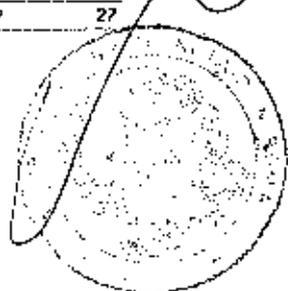
(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2016

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2016			2016		Strumenti finanziari derivati
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Joint venture e imprese collegate							
Cardón IV SA		1.054				96	
Gruppo Saipem				82		43	22
Marrica SpA		125			93	9	
Shatskornneftegaz Sârl		69			13	4	
Société Centrale Electrique du Congo SA		78			18		
Unide Fenosa Gas SA			85				
Altre(*)		92		2	37	4	
		1.378	85	84	141	156	27
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd			54				
Altre(*)		46	52		1	1	
		46	106		1	1	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre					3		
					3		
Totale		1.424	191	84	145	157	27

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

me



33942/730

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

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- la svalutazione di crediti finanziari concessi alla Shatskormorneftegaz Sàrl;

- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le finanziarie di Gruppo per la Vår Energi AS.

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

- depositi vincolati ricevuti a garanzia di operazioni su contratti derivati per il gruppo Enel.

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]	31.12.2018			Totale	31.12.2017	
	Attività	Impieghi	Passività		Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	300	49	16,33	316	73	23,10
Crediti commerciali e altri crediti	14.102	633	4,49	15.421	834	5,41
Altre attività correnti	2.258	71	3,14	2.573	30	1,91
Altre attività finanziarie non correnti	1.253	915	73,02	1.675	1.214	72,48
Altre attività non correnti	792	160	20,20	1.323	46	3,48
Passività finanziarie a breve termine	2.182	661	30,29	2.242	164	7,31
Debiti commerciali o altri debiti	16.747	3.664	21,88	16.748	2.808	16,77
Altre passività correnti	3.980	63	1,58	4.043	60	1,49
Altre passività non correnti	1.502	23	1,53	1.479	23	1,56

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

[€ milioni]	2018			2017			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	75.822	1.383	1,82	66.919	1.567	2,34	55.762	1.238	2,22
Altri ricavi e proventi	1.116	8	0,72	4.058	41	1,01	931	74	7,95
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(55.622)	(8.009)	14,40	(51.548)	(9.164)	17,78	(43.278)	(8.212)	18,97
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(415)	26	..	(913)	(846)
Costo lavoro	(3.093)	(22)	0,71	(2.951)	(34)	1,15	(2.994)	(24)	0,80
Altri proventi (oneri) operativi	129	319	..	(32)	331	..	16	247	..
Proventi finanziari	3.967	115	2,90	3.924	191	4,87	5.850	157	2,69
Oneri finanziari	(4.663)	(283)	6,07	(5.886)	(4)	0,07	(6.232)	(145)	2,33
Strumenti finanziari derivati	(307)	837	(482)	27	..

83942/31

Eni SpA - Bilancio consolidato 2018

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

(€ milioni)	2018	2017	2016
Ricavi e proventi	1.391	1.608	1.312
Costi e oneri	(5.210)	(5.360)	(5.623)
Altri proventi (oneri) operativi	319	331	247
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	683	391	182
Interessi	110	187	133
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.707)	(2.843)	(3.749)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.766)	(3.838)	(2.613)
Disinvestimenti in partecipazioni			463
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	20	425	252
Variazione crediti finanziari	(566)	298	5.650
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.314)	(3.115)	3.752
Variazione debiti finanziari	16	(36)	(192)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	16	(16)	(192)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(6.005)	(5.974)	(189)

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

(€ milioni)	2018			2017			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	13.042	(2.707)	20,7	10.117	(2.843)	28,1	2.673	(3.749)	139,9
Flusso di cassa da attività di investimento	(2.536)	(3.314)	130,7	(3.268)	(3.115)	95,0	(4.443)	3.752	84,5
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.637)	16	0,6	(4.595)	(16)	0,4	(3.651)	(192)	5,2

37 Altre informazioni sulle partecipazioni³²

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2018 e nel 2017 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 2018 è di €57 milioni (€49 milioni al 31 dicembre 2017).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2018 e 2017 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

(32) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto o collegate al 31 dicembre 2018 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2018" che costituisce parte integrante delle presenti note.

83942 / F32

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2018

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settori di attività	% Interessanza partecipativa	% diritti di voto
Joint Venture					
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	Ampelokipi-Messimèni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,60	49,00
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,94	30,99
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,00	69,60
Joint operation					
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	Gas & Power	50,00	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Raffineria di Milazzo SpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

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 2018

Esercizio 2018	2018								
	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	GreenStream BV	Eni Energy Services Ltd	Petra Nova SA	Altre joint venture	Altre collegate
(€ milioni)									
Attività correnti	1.366	6.211	664	32	191	56	368	130	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	883	1.674	107	13	40	8		38	
Attività non correnti	11.407	5.466	832	302	2.433	502	253	334	
Totale attività	12.773	11.677	1.496	334	2.624	558	621	464	
Passività correnti	608	4.430	260	52	232	111	470	307	
- di cui passività finanziarie correnti		305	22			78		165	
Passività non correnti	7.139	3.214	581	2	2.196	297	34	128	
- di cui passività finanziarie non correnti	365	2.646	510		1.410	289		14	
Totale passività	7.747	7.644	841	54	2.428	408	504	439	
Net equity	5.026	4.036	655	280	196	150	117	31	
Interessanza partecipativa detenuta dal Gruppo [%]	69,60	30,99	50,00	49,00	50,00	50,00	40,00		
Valore di iscrizione della partecipazione	3.498	1.228	335	137	88	75	47	[2]	
Ricavi e altri proventi		8.530	1.521	53	610	22	112	731	
Costi operativi		[7.682]	[1.461]	[16]	[372]	[58]	[100]	[697]	
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		[611]	[70]	[12]	[137]	[30]	[394]	[62]	
Risultato operativo		37	[10]	25	101	[66]	[382]	[28]	
Proventi (oneri) finanziari		[165]	[31]		[208]	[12]	31	[5]	
Proventi (oneri) su partecipazioni		[88]	9						
Risultato ante imposte		[216]	[32]	25	[107]	[78]	[351]	[33]	
Imposte sul reddito		[194]	[1]	[8]	[35]		[19]	[30]	
Risultato netto		[410]	[33]	17	[142]	[78]	[370]	[43]	
Altre componenti dell'utile complessivo		[46]	15		6		11	[4]	
Totale utile complessivo		[456]	[18]	17	[136]	[78]	[359]	[47]	
Utile (perdita) di competenza del Gruppo		[146]	[23]	8	[71]	[39]	[148]	[21]	
Dividendi percepiti dalla joint venture				8				11	

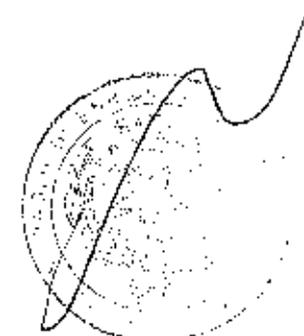


83942/733

Una Nota Integrativa Finanziaria Anno 1 2018

Esercizio 2017

	2017						
(€ milioni)	Saipom SpA	Unión Fenosa Gas SA	Petro Junifn SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotta Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IV SA	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	54
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		540
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 (X)	31,00	50,00	40,00	49,00	50,00	59,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.413	350	210	137	114	0	28
Ricavi e altri proventi	9.038	1.340	135	54		756	412
Costi operativi	(8.172)	(1.308)	(66)	(14)	(4)	(608)	(433)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	(740)	(89)	(29)	(15)		(357)	(113)
Risultato operativo	126	(57)	40	25	(4)	(209)	(134)
Proventi (oneri) finanziari	(223)	(38)	47			(155)	(53)
Proventi (oneri) su partecipazioni	(9)	3					(4)
Risultato ante imposte	(106)	(92)	87	25	(4)	(364)	(181)
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



83942/730

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 2018

[€ milioni]	2018		
	2018 partecipazioni collegate	2018 partecipazioni non collegate	2018 partecipazioni non collegate
Attività correnti	1.027	109	926
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	698	109	178
Attività non correnti	9.079	2.434	2.290
Totale attività	10.106	2.543	3.222
Passività correnti	472	117	785
- di cui passività finanziarie correnti			134
Passività non correnti	1.500	2.018	1.755
- di cui passività finanziarie non correnti	1.329	2.018	1.473
Totale passività	1.972	2.135	2.540
Net equity	8.134	408	682
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo [%]	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.106	102	241
Ricavi e altri proventi	1.919		1.053
Costi operativi	(872)	(1)	(887)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.647		(58)
Risultato operativo	2.694	(1)	108
Proventi (oneri) finanziari	(97)	(11)	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni			16
Risultato ante imposte	2.587	(12)	123
Imposte sul reddito			(26)
Risultato netto	2.587	(12)	97
Altre componenti dell'utile complessivo	337	10	17
Totale utile complessivo	2.934	4	114
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	953	(3)	25
Dividendi percepiti dalla collegata			25

83942/730



83942735

L.07/09/2018 - Bilancio Consolidato - Art. 230/b

Esercizio 2017

(€ milioni)	2017		
	Angola LNG Ltd	Loral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	662	36	338
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	370	19	89
Attività non correnti	2.048	1.261	528
Totale attività	2.710	1.297	866
Passività correnti	203	155	220
- di cui passività finanziarie correnti			42
Passività non correnti	1.610	926	124
- di cui passività finanziarie non correnti	1.416	926	71
Totale passività	1.813	1.081	344
Net equity	5.897	216	522
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	13,50	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	802	54	205
Ricavi e altri proventi	1.374		574
Costi operativi	(563)		(454)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	(399)		(40)
Risultato operativo	412		80
Proventi (oneri) finanziari	(80)	4	3
Proventi (oneri) su partecipazioni			(30)
Risultato ante imposte	332	4	53
Imposte sul reddito			(19)
Risultato netto	332	4	34
Altre componenti dell'utile complessivo	(817)	(13)	(39)
Totale utile complessivo	(485)	(9)	(5)
Utile [perdita] di competenza del Gruppo	45	1	8
Dividendi percepiti dalla collegata			13

38 | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti ed entità pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa consolidata tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Eni SpA e delle controllate del Gruppo³³. In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua

da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate. Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del DL 135/2018, convertito con modificazioni dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(33) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

ME



83942 / 1736

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Erogazioni concesse

Soggetto beneficiario	Importo del versamento in contabilità corrispettiva (C)
Fondazione Eni Enrico Mattei	4.403.586
Eni Foundation	3.389.902
Fondazione Teatro alla Scala	3.052.192
Fondazione Giorgio Cini	1.000.000
WEF - World Economic Forum	260.586
Comitato Sigma Centro Italia - Confindustria, CIGÉ, CISL e UIL - Fondo di solidarietà per le popolazioni Centro Italia	242.326
Council on Foreign Relations	89.958
Atlantic Council of the United States Inc	81.307
World Business Council for Sustainable Development	72.805
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative Bruxel	51.588
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	50.000
Aspen Institute Italia	40.000
Raiadecide	35.000
Fondazione Camera Centro Italiana per la Fotografia	33.000
Istituto Giannina Geslini	30.000
Center for Strategic & International Studies	29.887
Politecnico di Milano - Dipartimento di "Scienze e Tecnologie Energetiche e Nucleari"	26.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	22.548
Associazione Civita	22.000
Foreign Policy Association - USA	21.985
The Metropolitan Museum of Arts	21.760
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Fondazione Human Foundation Giving and Innovating Onlus	20.000
Global Reporting Initiative	14.000
Lega Italiana Fibrosi Cistica Lazio Onlus	10.000

39 : Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2018, 2017 e 2016 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel 2018, 2017 e 2016 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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





83942/37

Un'Reportings Finanziaria Annuale 2018

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 and Gas (Topic 932). Gli ammontari 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 produzione,

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

(€ milioni)	Italia	Europa	Sardegna	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Totale
	Italia	Europa	Sardegna	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Totale
2018										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.568	5.236	14.140	17.474	40.607	11.260	12.711	15.347	1.967	136.291
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	332	456	56	2.311	3	1.530	861	193	5.760
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	309	21	1.516	208	1.281	108	38	52	12	3.605
Immobilizzazioni in corso	653	103	1.554	1.504	2.307	1.382	562	595	127	8.787
Costi capitalizzati lordi	17.608	6.692	17.666	19.242	46.506	12.733	14.841	16.855	2.299	154.442
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.717)	(5.354)	(11.741)	(11.722)	(29.727)	(2.175)	(10.460)	(13.443)	(1.285)	(89.605)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.892	1.337	5.925	7.520	16.779	10.558	4.381	3.412	1.034	54.837
Società in Joint Venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		9.102		58	1.481		2	1.912		12.555
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.045					11			1.056
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		25		6				7		38
Immobilizzazioni in corso		364		10	10		19	224		627
Costi capitalizzati lordi		10.536		74	1.491		32	2.143		14.276
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.543)		(54)	(266)		(19)	(1.052)		(5.934)
Costi capitalizzati netti società in Joint Venture e collegate^(b)		5.993		20	1.225		13	1.091		8.342
2017										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.277	17.600	12.514	15.211	36.976	10.547	12.483	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	15.851	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				57	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		60	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

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €831 milioni nel 2019 e €909 milioni nel 2017 per le società consolidate e per €100 milioni nel 2018 e €78 milioni nel 2017 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società V&E Energy AS.

ne



83942438

COSTI SOSTENUTI

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

(€ milioni)	Asia Pacifico	Europa Settentrionale	Africa Settentrionale	Egitto	Asia Sudorientale	Paraguay	Resto del Mondo	America Centrale	Australia e Oceania	TOTALE
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	107	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo ^(a)	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	16	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	408	663	488	2.318	1.445	95	1.640	555	43	2.655
Società in Joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo ^(a)			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in Joint venture e collegate			5				103	(16)		82
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										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				2						2
Costi di ricerca	27	51	58	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(a)	382	437	694	1.757	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	752	2.068	2.088	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

(a) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €517 milioni nel 2018, costi per €369 milioni nel 2017 e decrementi per €665 milioni nel 2016.
 (b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €22 milioni nel 2018, decrementi per €23 milioni nel 2017 e decrementi per €15 milioni nel 2016.

83942/739

2015 - Bilancio consolidato - Informazioni supplementari - Anno fiscale 2015

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 dai 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 Europa	Altre zone petrolifere	Totale						
2015										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	2.120	3.234	5.018	3.207	5.531	1.909	2.395	984	194	24.592
Costi operativi	(410)	(530)	(413)	(354)	(1.016)	(405)	(227)	(250)	(48)	(3.753)
- di cui costi di produzione	(402)	(408)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
- di cui costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(?)	(16)	(?)	(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(281)	(564)	(582)	(785)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	791	1.662	3.531	1.797	420	1.047	822	17	68	10.255
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	621	592	1.137	1.255	156	739	144	24	42	4.710
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			15		257		6	420		698
Costi operativi			(8)		(62)		(2)	(38)		(110)
- di cui costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
- di cui costi di trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(25)			(114)		(143)
Costi di ricerca		(6)					(295)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi		(1)	2		(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(7)		366		(259)	(76)		(29)
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate			(7)		366		(261)	(111)		(111)

(a) Include svalutazioni nette per €726 milioni.



83942/40

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Amica	Altra	Altra	Altra	Altra	Altra	Altra	Altra
			Satellite	Altra	Sub-Sahariana	Altra	Altra	Altra	Altra	Altra
2017										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.619	1.897	1.056		3.868	681	911	932	7	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	4.415	1.394	1.202	1.028	171	18.595
Costi operativi	(337)	(687)	(504)	(314)	(986)	(396)	(206)	(312)	(48)	(3.790)
- di cui costi di produzione	(332)	(523)	(455)	(303)	(952)	(271)	(202)	(258)	(48)	(3.344)
- di cui costi di trasporto	(5)	(64)	(49)	(11)	(34)	(125)	(4)	(54)		(146)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(38)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(465)	(838)	(679)	(767)	(2.063)	(289)	(765)	(577)	(59)	(6.502)
Altri (oneri) proventi	1.567	(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	486	75	(242)	57	7.690
Imposte sul risultato	(295)	(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)
- di cui costi di produzione			(6)		(19)		(9)	(39)		(73)
- di cui costi di trasporto			(2)		(18)			(1)		(21)
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)	(138)		(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)

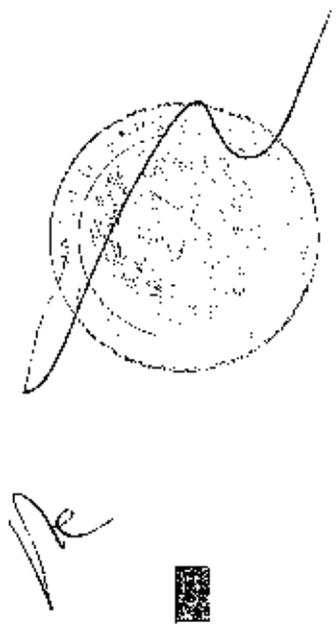
(a) Include riprese di valore nette per €1.53 milioni.

83942/111

Eni Direzione Finanziaria Anno 2016

(€ milioni)	Libano	Egitto	Libia	Algeria	Algeria	Algeria	Algeria	Algeria	Algeria	Algeria
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	405	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	(313)	(595)	(451)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
- di cui costi di produzione	(307)	(436)	(404)	(343)	(929)	(177)	(212)	(262)	(49)	(3.119)
- di cui costi di trasporto	(4)	(163)	(47)	(13)	(39)	(92)	(3)	(63)		(424)
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)	(10)	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			15				36	493		544
- vendite a terzi								36	493	544
Totale ricavi			15				36	493		544
Costi operativi			(9)				(10)	(54)		(73)
- di cui costi di produzione			(7)				(10)	(51)		(68)
- di cui costi di trasporto			(2)					(3)		(5)
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)		(74)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(9)	1		(52)		(35)	53		(96)
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.



83942(742

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 and 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 2018 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 71 \$/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserva 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 arce non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione³⁴ 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 indipendenti³⁵. 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 futu-

re e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2018 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Société Générale de Surveillance (SGS)³⁶ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2018 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 26% delle riserve Eni al 31 dicembre 2018³⁶.

Nel triennio 2016-2018 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 95% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2018 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è M'Bour-di (Congo).

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 al 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 assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative al PSA rappresentano il 61%, il 60% e il 59% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2018, 2017 e 2016. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 4% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2018, 2017 e 2016.

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 il 4%, l'1,6% e l'1,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2018, 2017 e 2016; (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 in 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 2018, 2017 e 2016.

[34] Dal 1994 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton, a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Générale de Surveillance.

[35] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2018".

[36] Includo le riserve delle società in joint venture e collegate.



83942/163

Eni Bilancio Finanziario consolidato 2016

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Europa	Algeria Sahel/Mali	Egitto	Algeria Subsahariana	Kazakhstan	Algeria GOM	America del Nord	America del Sud	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
di cui: sviluppate	169	219	305	203	546	547	81	144	5	2.220
non sviluppate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
Acquisizioni							319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	[27]	[54]	23	[1]	86
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte					13		1	86		100
Produzione	[22]	[40]	[56]	[28]	[89]	[35]	[28]	[19]	[1]	[318]
Cessioni		[278]		[1]						[279]
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	483	279	718	704	476	252	5	3.183
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
di cui: sviluppate			12		6			25		43
non sviluppate					6			111		117
Acquisizioni		297								297
Revisioni di precedenti stime					1			[96]		[95]
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			[1]		[1]			[3]		[5]
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
Riserve al 31 dicembre 2019	208	345	504	279	730	704	476	289	5	3.540
Sviluppate										
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
joint venture e collegate		154	11		8			32		205
Non sviluppate										
consolidate	52	4	176	126	177	117	224	114		1.127
joint venture e collegate		143			4			5		152



Handwritten signature or scribble.



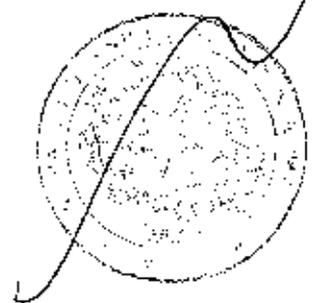
83942 / 1766

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Sudorientale	Egitto	Algeria Libia	Marocco Kazakhstan	India dell'Asia	América del Centro	Totale	
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
di cui: sviluppate	132	228	297	205	507	556	124	143	8	2.150
non sviluppate	44	36	157	76	302	211	183	20	1	1.040
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime	59	29	73	21	31	29	(69)	19	(1)	191
Miglioramenti di recupero assistito		1	6	7			9			23
Estensioni e nuove scoperte		103	1		18		4	3		129
Produzione	(20)	(37)	(58)	(26)	(90)	(30)	(19)	(23)	(1)	(304)
Cessioni				(3)	(8)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	152	7	3.262
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
di cui: sviluppate			13		8			22		43
non sviluppate					7			118		125
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime					(2)			1		(1)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(5)		(7)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	488	280	776	766	232	298	7	3.422
Sviluppate	169	219	318	203	552	547	81	169	5	2.263
consolidate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
joint venture e collegate			12		6			25		43
Non sviluppate	46	141	170	77	224	219	151	129	2	1.159
consolidate	46	141	170	77	219	219	151	18	2	1.042
joint venture e collegate					6			111		117

83942/765

Coni Relazione Finanziaria e Annesso 2016

(milioni di dollari)	Italia	Francia	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Totale
	Italia	Francia	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Altre	Totale
2015										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	494	327	787	771	262	189	9	3.372
di cui: sviluppate	171	237	312	230	511	355	126	149	3	2.100
non sviluppate	57	68	182	97	276	416	136	40		1.272
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(35)	(4)	19	(26)	113	20	73	(1)	1	100
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	1	8						11
Produzione	(17)	(40)	(61)	(28)	(91)	(24)	(28)	(25)	(1)	(315)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	808	767	307	163	9	3.230
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			13		16			158		187
di cui: sviluppate			13		8			29		48
non sviluppate					10			129		139
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			1		(1)			(13)		(13)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)					(5)		(6)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	467	281	824	767	307	303	9	3.398
Sviluppate										
consolidate	132	228	300	205	515	556	124	165	8	2.233
joint venture e collegate			13		8			22		43
Non sviluppate										
consolidate	44	36	167	76	309	211	183	138	1	1.165
joint venture e collegate					7			118		125



me



839.42/746

GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	América del Sur	Asia	Africa	Resto del mondo	Altri	Autorevoli	Totale
2018									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	489.557
di cui: sviluppate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	269.967
non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	219.590
Acquisizioni							1.966		1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)
Miglioramenti di recupero assistito		2							2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165	10.596
Produzione	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)	(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	98.240	56.324	34.446	7.839	490.522
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505	61.796
di cui: sviluppate			371		2.948		41	51.505	54.265
non sviluppate					7.531				7.531
Acquisizioni		10.207							10.207
Revisioni di precedenti stime			57		(159)			(601)	(713)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(46)		(922)		(22)	(2.291)	(3.281)
Cessioni							(19)		(19)
Riserve al 31 dicembre 2018		10.207	382		8.788			48.613	67.995
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	19.257	82.244	149.366	108.028	56.324	34.446	56.452	559.507
Sviluppate									
consolidate	27.744	16.318	41.349	84.332	54.606	52.263	23.271	52.964	375.843
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613	58.444
Non sviluppate	6.214	2.939	40.895	55.034	53.422	4.061	11.175	3.488	5.696
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.696
joint venture e collegate		2.386			7.155				9.541

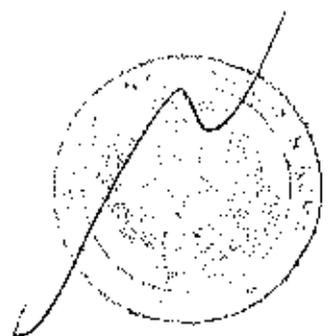
83942/167

Liquidity and Financial Assets 2018

(milioni di metri cubi)	Italia	Paesi Europei	Africa	Asia	Altre zone	Algeria	Libia	Algeria e Libia	Algeria e Libia	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	70.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
di cui: sviluppate	23.925	22.674	49.054	22.670	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.758
non sviluppate	3.723	2.215	55.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
Acquisizioni					33					33
Revisioni di precedenti stime	9.920	4.606	1.861	27.439	3.788	(7.926)	5.313	(1.727)	175	42.449
Miglioramenti di recupero assistito		5	(544)							(538)
Estensioni e nuove scoperte		812		1.797	57.064			111		59.784
Produzione	(4.565)	(4.923)	(18.118)	(8.917)	(4.591)	(2.726)	(3.575)	(2.007)	(1.085)	(50.502)
Cessioni				(53.425)	(26.031)					(79.456)
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.687	30.133	6.370	20.054	489.557
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.471		149	98.633		109.617
di cui: sviluppate			414		2.927		149	30.445		53.935
non sviluppate					7.494			68.188		55.682
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			(1)		378		6	(44.333)		(43.950)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(42)		(920)		(114)	(2.795)		(3.871)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.442	123.210	113.508	59.687	30.174	57.875	20.054	551.353
Sviluppate	27.962	21.829	35.284	40.228	50.297	53.179	24.417	56.347	14.709	324.252
consolidate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
joint venture e collegate			371		2.348		41	51.505		54.265
Non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	63.211	6.518	5.757	1.528	5.345	227.101
consolidate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.080	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
joint venture e collegate					7.531					7.531

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



ne



83942 / 768

(milioni di metri cubi)	Africa Mediterranea		Africa Settentrionale		Africa Equatoriale		Africa Sudorientale		Asia Kazakhstan		Asia Mittane		Asia Oriente		Australia e Oceania	
2015																
Società consolidate																
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	109.064	26.817	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961						
di cui: sviluppate	29.757	26.034	49.404	23.264	39.367	51.632	5.225	10.549	16.662	251.994						
non sviluppate	7.148	3.560	59.660	3.553	37.489	14.817	13.639	1.870	5.231	152.967						
Acquisizioni																
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	13.930	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056						
Miglioramenti di recupero assistito																
Estensioni e nuove scoperte			6	134.980				421	5	135.412						
Produzione	(4.883)	(5.200)	(16.528)	(6.194)	(4.811)	(2.634)	(2.542)	(2.659)	(1.181)	(46.634)						
Cessioni																
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	70.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795						
Società in joint venture e collegate																
Riserve al 31 dicembre 2015			363		10.967		359	101.399		113.088						
di cui: sviluppate			363		2.376		260	36.691		39.690						
non sviluppate					8.591		99	64.708		73.398						
Acquisizioni																
Revisioni di precedenti stime			102		(244)		(15)	(126)		(263)						
Miglioramenti di recupero assistito																
Estensioni e nuove scoperte																
Produzione			(51)		(302)		(195)	(2.640)		(3.188)						
Cessioni																
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617						
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	106.286	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412						
Sviluppate	23.925	22.674	49.468	22.630	49.698	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691						
consolidate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756						
joint venture e collegate			414		2.927		149	50.445		53.935						
Non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721						
consolidate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039						
joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682						

83342/109

Oil & Gas - Financial - December 2018

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2018, 2017 e 2016. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi. Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono

no i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

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

[€ milioni]	Italia	Europa	Altre zone	Algeria	Altri paesi	Algeria	Altri paesi	Algeria	Altri paesi	
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.870)	(1.350)	(4.700)	(2.269)	(6.278)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	8.043	2.107	32.225	24.731	30.839	29.782	18.137	5.687	1.517	152.068
Imposte sul reddito future	(1.671)	(799)	(2.514)	(2.829)	(11.556)	(6.524)	(11.930)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	6.372	1.308	14.711	16.402	19.773	23.258	6.157	3.896	1.228	92.106
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(431)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.327	1.185	7.984	9.838	11.272	10.781	3.899	2.388	797	52.411
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		18.608	347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione		(4.686)	(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(3.633)	(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		10.289	206		1.727			5.909		18.131
Imposte sul reddito future		(6.822)	(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		3.467	163		1.523			4.070		9.223
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.104)	(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		2.363	87		730			2.061		5.241
Totale	4.327	3.548	8.071	9.838	12.002	10.781	3.899	4.449	797	57.652

me



83942/750

(€ milioni)	Asia China	Europa Submarino	Africa Sahariana	Africa Egitto	Africa Sub-Sahariana	Asia Kazakhstan	Asia Sud-Est	América Latina	América del Nord	Altre
31 dicembre 2017										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	14.339	19.507	31.793	29.100	41.136	30.263	11.826	6.205	2.593	186.818
Costi futuri di produzione	(5.091)	(5.711)	(6.677)	(6.153)	(14.780)	(6.992)	(3.853)	(2.351)	(590)	(52.008)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.943)	(5.483)	(4.350)	(4.496)	(6.522)	(2.787)	(3.694)	(1.011)	(318)	(32.604)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	5.305	8.313	20.766	18.507	19.824	20.464	4.479	2.843	1.685	102.206
Imposte sul reddito future	(259)	(4.490)	(10.936)	(5.709)	(6.418)	(3.970)	(757)	(699)	(983)	(34.041)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.446	3.823	9.930	12.798	13.406	16.514	3.722	2.144	1.382	68.165
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.633)	(1.050)	(4.506)	(6.699)	(5.430)	(9.172)	(1.239)	(777)	(607)	(31.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.813	2.773	5.424	6.100	7.976	7.342	2.483	1.367	775	36.993
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			245		2.062		11	10.797		13.115
Costi futuri di produzione			(119)		(930)		(6)	(3.291)		(4.346)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(66)			(535)		(602)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			125		1.066		5	6.971		8.167
Imposte sul reddito future			(21)		(57)		(1)	(2.459)		(2.538)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			104		1.009		4	4.512		5.629
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(50)		(471)			(2.475)		(2.936)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			54		538		4	2.037		2.693
Totale	2.813	2.773	5.478	6.100	8.514	7.342	2.487	3.404	775	39.625

(€ milioni)	Asia China	Europa Submarino	Africa Sahariana	Africa Egitto	Africa Sub-Sahariana	Asia Kazakhstan	Asia Sud-Est	América Latina	América del Nord	Altre
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	9.627	12.858	30.847	33.524	38.271	26.903	12.263	5.789	2.815	172.937
Costi futuri di produzione	(4.136)	(5.240)	(7.481)	(7.927)	(13.913)	(9.247)	(3.498)	(2.935)	(658)	(55.035)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.641)	(3.575)	(5.904)	(6.981)	(9.392)	(3.268)	(5.047)	(1.313)	(270)	(39.391)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	1.850	4.093	17.462	18.616	14.966	14.388	3.718	1.541	1.887	78.511
Imposte sul reddito future	(237)	(1.308)	(9.253)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(290)	(341)	(25.452)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	1.613	2.775	8.209	12.675	10.441	11.792	2.765	1.243	1.546	53.059
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(4.060)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.372	2.410	4.149	4.620	5.847	5.256	1.499	742	822	26.717
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			259		2.429		33	16.430		19.151
Costi futuri di produzione			(143)		(974)		(20)	(4.614)		(5.751)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(64)			(1.106)		(1.251)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			115		1.391		13	10.630		12.149
Imposte sul reddito future			(21)		(115)		(4)	(3.667)		(3.807)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			94		1.276		9	6.963		8.342
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(46)		(734)			(4.441)		(5.221)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			48		542		9	2.522		3.121
Totale	1.372	2.410	4.197	4.620	6.389	5.256	1.508	3.264	822	29.898

83942751

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2018, 2017 e 2016.

[€ milioni]	Società consolidate	Società in fase di vendita o cessione	Totale
2018			
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.469	14	6.482
- revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
- effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
- variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
- acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
- cessioni di riserve	(9.363)		(9.363)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	15.418	2.608	18.026
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652
2017			
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.125)	(432)	(14.557)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	23.940	1.482	25.422
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.697		1.697
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.817)	495	(2.322)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.203	45	7.248
- revisioni delle quantità stimate	5.269	(2.285)	2.984
- effetto dell'attualizzazione	3.864	438	4.302
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.498)	238	(6.260)
- acquisizioni di riserve	10		10
- cessioni di riserve	(2.995)		(2.995)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(5.272)	(169)	(5.441)
Saldo aumenti (diminuzioni)	10.276	(488)	9.788
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
2016			
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(11.222)	(347)	(11.569)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(24.727)	(1.586)	(26.313)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.563		4.563
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.957)	560	(2.397)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.578	(151)	7.427
- revisioni delle quantità stimate	2.840	(131)	2.709
- effetto dell'attualizzazione	5.705	514	6.219
- variazione netta delle imposte sul reddito	9.200	(386)	8.814
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	668	(173)	495
Saldo aumenti (diminuzioni)	(7.522)	(700)	(8.222)
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838



33942/752

Sede Legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

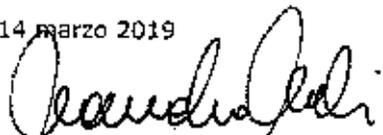
Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

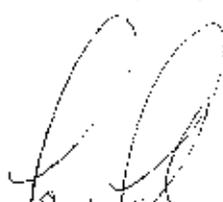
1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2018.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2018:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

14 marzo 2019


Claudio Descalzi
Amministratore Delegato


Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer e
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



Eni SpA

Capitale Sociale Euro 4.005.359.876,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Eni (il "Gruppo"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2018, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio consolidato che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

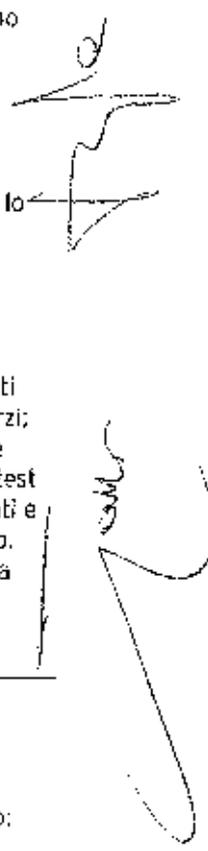
Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

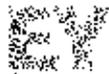
Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
<p>Riserve di petrolio e di gas naturale</p> <p>La stima dell'entità delle riserve di petrolio e di gas naturale è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione a causa dell'incertezza tecnica connessa alla valutazione delle quantità e alla complessità degli accordi contrattuali che regolano i termini e le condizioni di sfruttamento dei giacimenti. Tali stime hanno effetti significativi su alcune voci del bilancio, quali ammortamenti e svalutazioni delle attività materiali e immateriali del settore Exploration & Production (E&P) e i relativi fondi di abbandono e ripristino.</p> <p>Le riserve rappresentano, inoltre, un indicatore fondamentale delle potenziali performance future del Gruppo.</p> <p>Il Gruppo ha fornito l'informativa relativa alle riserve di petrolio e di gas naturale nel paragrafo "Stime contabili e giudizi significativi: Attività mineraria" della nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi".</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo per la determinazione della stima delle riserve di petrolio e di gas naturale; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei controlli chiave; (iii) la valutazione della competenza e obiettività del personale interno preposto a tali stime e degli esperti terzi incaricati dal Gruppo di effettuare una valutazione indipendente delle riserve; (iv) l'esame delle principali assunzioni, quali le previsioni dei profili di produzione, degli investimenti, dei costi operativi, dei costi per lo smantellamento e il ripristino del sito; (v) l'analisi delle assunzioni sottostanti al riconoscimento delle riserve "certe non sviluppate" (<i>proved undeveloped</i>); (vi) il confronto dei risultati del processo di stima interno del Gruppo con le valutazioni risultanti dalle relazioni emesse dai suddetti esperti terzi; (vii) la verifica della coerenza dei volumi delle riserve stimate con quelli utilizzati ai fini del test di <i>impairment</i>, del calcolo degli ammortamenti e della stima dei fondi di abbandono e ripristino. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.</p>
<p>Valore recuperabile di alcune attività del settore Exploration & Production (E&P)</p> <p>La verifica del valore recuperabile delle attività non correnti del settore E&P -in particolare delle attività materiali ed immateriali e delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto- è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione in quanto si basa sulle previsioni dei flussi di cassa futuri, caratterizzate da stime significative.</p> <p>In tale ambito, assumono particolare rilevanza le previsioni dell'andamento atteso nel lungo periodo del prezzo delle <i>commodities</i>, anche considerata la volatilità del mercato petrolifero, delle produzioni, dei costi operativi e degli investimenti.</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo per la verifica della recuperabilità delle suddette attività; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni formulate dagli amministratori, avvalendoci anche del supporto di nostri specialisti in tecniche di valutazione. In particolare, è stata analizzata la metodologia adottata dal Gruppo per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle <i>commodities</i>, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e</p>



Ne



Inoltre, il peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi in cui opera il Gruppo, rappresenta un ulteriore elemento di incertezza nella valutazione della recuperabilità delle attività ad essi riferite.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sulla recuperabilità delle attività nella nota 7 "Crediti commerciali e altri crediti", nella nota 13 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali", nella nota 14 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", nella nota 15 "Altre attività finanziarie" e, con riferimento alla complessità delle stime, nei paragrafi "stime contabili e giudizi significativi: Svalutazioni di attività non finanziarie" e "stime contabili e giudizi significativi: Svalutazioni di attività finanziarie" della nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi".

sono state confrontate le assunzioni utilizzate dagli amministratori per la stima del valore recuperabile delle attività non correnti con quelle utilizzate per la stima delle riserve di petrolio e gas naturale; (iv) inoltre, per quanto riguarda le valutazioni di recuperabilità delle attività, influenzate anche dal peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi, abbiamo ottenuto informazioni sulla situazione economico-finanziaria del paese, analizzato le posizioni scadute e la serie storica degli incassi, confrontati anche con le assunzioni effettuate dagli amministratori nel precedente esercizio, rivisto i piani di recupero ed eventuali accordi commerciali, ottenuto informazioni sulle negoziazioni in corso con le controparti e analizzato le previsioni dei flussi di cassa attesi e dei tassi di sconto applicati. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa

Il Gruppo è interessato da procedimenti in materia di responsabilità amministrativa d'impresa, a fronte di attività svolte in paesi esteri. La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti è un processo complesso che comporta l'applicazione di giudizio da parte degli amministratori, in ciò supportata dalle indicazioni dei legali interni ed esterni incaricati di fornire assistenza nei suddetti procedimenti e, pertanto, è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sui rischi connessi ai procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa nella sezione "Contenziosi" della nota 27 "Garanzie, impegni e rischi".

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave, svolte anche con il supporto di nostri specialisti, hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti legali e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella valutazione dell'esito atteso, anche attraverso informazioni acquisite dai legali interni ed esterni, dalla funzione internal audit, dal collegio sindacale e dal comitato controllo e rischi; (iv) l'esame della documentazione rilevante relativa a tali procedimenti, nonché delle relazioni predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per un'adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

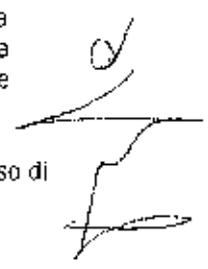
Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;



- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia:

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli Azionisti della Eni S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2010 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Eni S.p.A. per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2010 al 31 dicembre 2018.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Eni al 31 dicembre 2018, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2018 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2018 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

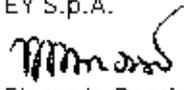
Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

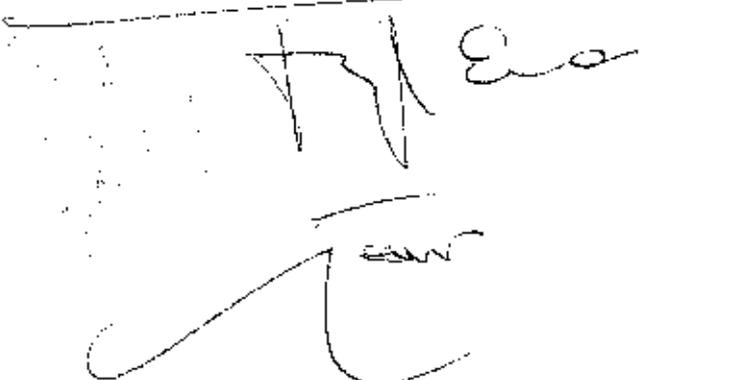
Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 5 aprile 2019

EY S.p.A.


Riccardo Rossi
(Socio)





83942/759

Bilancio di esercizio 2018

10/1/2019

File

2	RELAZIONE SULLA GESTIONE	
143	BILANCIO CONSOLIDATO	
265	BILANCIO DI ESERCIZIO	
	Schemi di bilancio	266
	Note al bilancio di esercizio	271
	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti	329
	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998	330
	Attestazione del management	335
	Relazione della Società di revisione	336
	Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti	342
343	ALLEGATI	

Handwritten signature and a circular stamp.

De

STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2018		31.12.2017		01.01.2017*	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	9.654.468.868	502.954.041	6.213.811.825	362.730.040	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.100.426.641		5.793.162.809		6.062.003.322	
Altre attività finanziarie correnti	(15)	2.688.524.711	2.686.455.675	2.699.464.465	2.691.668.755	2.762.576.306	2.724.641.702
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	5.573.774.237	3.122.929.195	5.888.079.765	3.466.904.113	2.895.770.565	3.529.440.679
Rimanenze	(8)	1.924.128.339		1.388.544.550		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)	65.760.321		58.726.446		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	(9)	203.598.379		267.014.834		345.870.167	
Altre attività correnti	(10)	1.013.036.407	790.860.827	692.967.944	372.969.627	1.010.630.623	644.226.025
		26.623.217.903		23.001.772.638		29.029.964.463	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(11)	7.578.619.152		7.178.646.178		8.045.543.832	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.200.236.229		1.297.318.037		1.172.570.632	
Attività immateriali	(12)	180.491.241		194.752.958		1.205.014.790	
Partecipazioni	(14)	41.914.073.644		42.336.529.045		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie non correnti	(15)	1.974.727.001	1.954.457.145	4.832.057.257	4.811.641.219	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	(16)	1.168.817.273		1.151.910.450		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	(10)	565.422.065	294.049.692	480.873.584	164.534.684	699.552.732	374.019.621
		54.582.386.605		57.472.087.509		53.744.825.659	
Attività destinate alla vendita	(23)	1.474.115		1.717.074		3.635.721	
TOTALE ATTIVITÀ		81.207.578.624		80.475.577.221		82.778.425.843	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.434.682.785	4.233.716.240	4.146.377.799	3.922.516.072	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	3.178.407.868	7440.940	1.972.775.366	464.447	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	5.631.752.561	2.901.917.916	6.224.379.855	3.156.070.915	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	(9)	1.556.602		64.289.938		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	(9)	787.385.843		808.586.429		887.109.601	
Altre passività correnti	(18)	1.448.199.196	699.551.957	872.182.600	510.938.545	1.204.612.480	632.108.110
		15.481.984.855		14.088.591.987		15.478.122.118	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	18.069.732.686	506.264.000	18.843.053.798	380.563.643	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	(20)	3.883.436.419		3.780.911.177		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	970.072.349		353.083.516		391.417.852	
Altre passività non correnti	(18)	787.051.322	142.040.680	880.586.249	143.007.778	1.366.197.912	263.952.970
		23.110.282.770		23.857.634.740		25.364.881.780	
TOTALE PASSIVITÀ		38.592.277.625		37.946.226.727		40.843.103.898	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.570.923.909		36.000.165.103		34.471.271.330	
Acconto sul dividendo		(1.512.478.856)		(1.440.456.053)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		3.173.442.591		3.586.228.089		4.521.093.313	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		42.615.300.899		42.529.350.494		41.935.321.945	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		81.207.578.624		80.475.577.221		82.778.425.843	

[*] Per la riepilografia dei dati al 01.01.2017 si rinvia al paragrafo dei criteri.

83942/764

Siti finanziari Finanziaria Ann. n. 1/18

CONTO ECONOMICO

(C)	Note	2018		2017	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(26)				
Ricavi della gestione caratteristica		31.794.836.384	13.296.210.660	28.983.563.971	10.838.862.109
Altri ricavi e proventi		990.771.212	126.640.528	2.316.144.969	76.673.875
Totale ricavi		32.785.607.596		31.299.708.940	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27)	(30.621.006.975)	(14.875.672.632)	(27.205.497.159)	(13.711.409.772)
Riprese di valore (svuotazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(26.410.399)		(152.692.106)	
Costo lavoro	(27)	(1.137.524.860)		(1.156.011.571)	
Altri proventi (oneri) operativi	(28)	113.047.226	595.622.860	(238.634.781)	(249.181.785)
Ammortamenti	(11), (12)	(695.421.852)		(727.072.500)	
Riprese di valore (svuotazioni) nette di attività materiali e immateriali	(13)	(13.959.638)		(111.314.644)	
Radiazioni	(14), (15)	(1.961.951)		(4.669.125)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(186.867.016)		1.700.817.048	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(28)				
Proventi finanziari		1.616.145.269	189.208.837	1.691.990.022	220.677.635
Oneri finanziari		(1.878.897.435)	(18.629.189)	(2.698.158.435)	(28.898.401)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		93.058.919		(109.755.540)	
Strumenti finanziari derivati		(97.098.886)	210.592.495	495.934.776	(349.102.508)
		(326.932.145)		(645.989.177)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(29)	3.688.331.484		2.701.993.904	
UTILE ANTE IMPOSTE		3.175.972.399		3.758.821.775	
Imposte sul reddito	(30)	(1.829.739)		(170.593.686)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		3.173.442.591		3.588.228.089	

Handwritten signature

Large handwritten signature and scribbles



83942 / 1762

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

[€ milioni]	Note	2018	2017
Utile netto dell'esercizio		3.473	3.586
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riciclabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(24)	(11)	8
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	(24)	(4)	
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riciclabili a conto economico	(24)	4	(3)
		(11)	7
Componenti riciclabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(24)	(189)	(27)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(24)	17	(98)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riciclabili a conto economico	(24)	24	7
		(142)	(118)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(128)	(111)
Totale utile complessivo dell'esercizio		3.050	3.475

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

[€ milioni]	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva Inglese	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	859	(581)	581	197		(16)	24.379	492	(1.444)	3.586	42.528
Effetto di Applicazione IFRS 9									(9)				(9)
Saldi al 1° gennaio 2018	4.005	10.368	859	(581)	581	197		(16)	24.370	492	(1.444)	3.586	42.520
Utile netto dell'esercizio												3.473	3.473
Altre componenti dell'utile complessivo:													
Componenti non riciclabili a conto economico													
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale									(7)				(7)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie							(4)						(4)
							(4)	(7)					(11)
Componenti riciclabili a conto economico													
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(120)							(120)
Differenza cambio da conversione Joint Operation										17			17
						(120)				17			(103)
Deprezioni con gli associati													
Accanto sul dividendo 2018 (€0,42 per azione)											(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo residuo 2017 (€0,40 per azione)											1.441	(2.881)	(1.440)
Attribuzione utile 2017 a riserve								79	882	(201)		(705)	
								23	893	(201)	(72)	(3.586)	(2.853)
Altre variazioni del patrimonio netto:													
Modifica riserva art.6 comma 2 lettera a) D.Lgs. 58/2005							(25)		25				
Riserva piano incentivazione di lungo termine													5
Altre variazioni						(7)							(7)
						(7)							(7)
													(2)
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	10.368	859	(581)	581	68	(4)	(25)	25.287	308	(1.513)	3.473	42.519

[Handwritten signature]

83942/763

Fin. Intermed. Finanziaria Annuale 2018

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserve legali	Azioni proprie acquistate	Riserve per acquisti di azioni proprie	Riserve fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserve fair value partecipazioni minoritarie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserve IFRS 10 e 11	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	242		(19)	22.719	612	(1.441)	4.521	41.935
Utile netto dell'esercizio												3.586	3.586
Altre componenti dell'utile complessivo:													
Componenti non ricorribili													
di conto economico													
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale													
								7					7
								7					7
Componenti ricorribili di conto economico													
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale													
						(20)							(20)
Differenze cambio da conversione Joint Operation													
										(98)			(98)
						(20)				(98)			(118)
Operazioni con gli azionisti:													
Accanto sul dividendo 2017 (€0,40 per azione)													
										(1.441)		(1.441)	
Atribuzione del dividendo residuo 2016 (€0,40 per azione)													
										1.441	(2.881)	(1.440)	
Atribuzione utile 2016 a riserva													
								19	1.644	(22)		(1.640)	
								19	1.644	(22)		(4.521)	(2.881)
Altri movimenti al patrimonio netto:													
Riduzione riserva art.6 comma 2 lettera a) D.Lgs. 38/2005													
								(22)	22				
								(22)	22				
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(16)	24.378	492	(1.441)	3.586	42.529

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten initials]



33942/766

RENDICONTO FINANZIARIO

(E milioni)	2018	2017
Utile netto dell'esercizio	3.179	3.586
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
- Ammortamenti	635	727
- Svalutazione (ripresa di valore) nette di attività materiali e immateriali	19	111
- Radiazioni	1	5
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.182	367
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(112)	(1.996)
Dividendi	(4.851)	(3.061)
Interessi attivi	(182)	(204)
Interessi passivi	500	599
Imposte sul reddito	3	121
Altre variazioni	67	230
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	119	(238)
- crediti commerciali	144	241
- debiti commerciali	(228)	335
- fondi per rischi e oneri	121	(195)
- altre attività e passività	(229)	(185)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(89)	(52)
Variazione fondo benefici per i dipendenti	5	42
Dividendi incassati	4.851	3.076
Interessi incassati	158	201
Interessi pagati	(492)	(574)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquisiti	(55)	95
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.519	3.281
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	(810)	(2.315)
Investimenti:		
- attività materiali	(1.008)	(738)
- attività immateriali	(35)	(35)
- partecipazioni	(743)	(2.586)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(57)	(3.041)
Flusso di cassa degli investimenti	(1.843)	(6.400)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	14	14
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide cedute		2.362
- imposte pagate sulle dimissioni		(201)
- partecipazioni	25	1.033
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.954	1.901
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	11	392
- cessioni rami d'azienda	9	
- titoli strumentali all'attività operativa	2	1
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.018	5.382
Flusso di cassa netto da attività di investimento	1.175	(3.009)
- di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	2.832	(1.203)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(345)	1
Assunzione (rimborso) di debiti finanziari a lungo	578	(1.345)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	283	26
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(15)	3.556
Dividendi pagati	(2.954)	(2.880)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.653)	(542)
- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	216	3.153
Flusso di cassa netto dell'esercizio	3.440	1.831
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	6.214	4.583
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	9.654	6.214

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

83942/65

Eni Refinancing Finanziaria S.p.A. - marzo 2019

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

1.1 CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05¹. Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2018 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2019. Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

1.2 CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate; per la valutazione delle esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo è assunta la piena capacità di recupero in considerazione della possibilità di intervento sul capitale delle partecipate per garantire la posizione in bonis delle stesse.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto²; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni tiene conto, in assenza di meccanismi di raddobbo, della valorizzazione al valore di mercato delle assegnazioni operate.

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

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro ritorno a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni". La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

1.3 STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

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

2 | Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non pre-

[1] I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2018.

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

[3] Con riferimento agli impatti sugli schemi di bilancio conentrata in vigore a partire dal 1° gennaio 2018 dei nuovi principi contabili, nonché alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, v. punto "Modifica dei criteri contabili".

[4] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 25 Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

83942 / 766

sentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

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

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

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

3. Modifica dei criteri contabili

Con i Regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017, sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti" che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela (di seguito citati come IFRS 15).

L'IFRS 15 è stato adottato dal 1° gennaio 2018, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile,

di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. L'adozione dell'IFRS 15 non ha determinato effetti significativi sul patrimonio netto al 1° gennaio 2018.

L'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9), omologato con il Regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016, è stato adottato a partire dal 1° gennaio 2018. Come consentito dalle disposizioni transitorie del principio contabile, anche in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment, delle attività finanziarie, sono stati rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

In particolare, l'adozione dell'IFRS 9 ha comportato una riduzione del patrimonio netto di €9 milioni riferibile per €29 milioni alle maggiori svalutazioni per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model di crediti commerciali e altri crediti al netto dell'effetto fiscale, parzialmente compensato dall'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie precedentemente valutate al costo (€20 milioni).

Come indicato nel punto "Criteri di valutazione" del bilancio consolidato, relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, Eni si è avvalsa della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie, possedute al 1° gennaio 2018, come attività valutate al fair value con imputazione degli effetti nelle "Altre componenti dell'utile complessivo" (FVTOCI).

Il breakdown degli effetti quantitativi e delle riclassifiche⁵ sopracitati, derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2018⁶, dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15, è di seguito riportato:

(€ milioni)	Dati pubblicati 31 dicembre 2017	Applicazione IFRS 9	Riclassifiche	Dati risultanti al 1° gennaio 2018
Valori di bilancio				
Attività correnti	23.002	[39]		22.963
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	8.587	(39)		8.548
Attività non correnti	57.472	30		57.502
- di cui: Partecipazioni	42.337	20		42.357
- di cui: Attività per imposte anticipate	1.152	10		1.162
Passività correnti	14.089			14.089
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	6.225		[282]	5.943
- di cui: Altre passività correnti	872		282	1.154
Patrimonio netto	42.529	[9]		42.520

[5] In applicazione dell'IFRS 15, gli accendi e accipi da clienti a breve termine sono stati riclassificati dalla voce "Debiti commerciali e altri debiti" nella voce "Altre passività correnti" dello stato patrimoniale al fine di presentare il congruamento con le altre passività correnti da contratti con la clientela (es. piani di fidelizzazione, rimborsi passivi, ecc.) già rilevati all'interno di tale voce.

[6] A partire dal 1° gennaio 2019 sono entrati in vigore le disposizioni dell'interrelazione IFRS 22 "Operazioni in valuta estera e anticipi", che non hanno prodotto effetti significativi.



83942/107

Eni Finanziaria - Finanziaria Anonima 2018

Con riferimento all'esercizio 2018, l'applicazione delle precedenti disposizioni in materia di revenue recognition non produce effetti significativi sulle voci economiche, patrimoniali e finanziarie.

Di seguito è fornita, per ciascuna tipologia di attività finanziaria che è stata oggetto di rettifiche/riclassifiche per effetto dell'applicazione

dell'IFRS 9, l'indicazione: (i) della categoria di valutazione definita in base allo IAS 39; (ii) della nuova categoria di valutazione definita in base all'IFRS 9⁽⁷⁾; (iii) dei valori di iscrizione determinati in base allo IAS 39, rilevati al 31 dicembre 2017, e dei valori di iscrizione determinati in base all'IFRS 9 al 1° gennaio 2018:

(€ milioni)	Classificazione in base allo IAS 39	Classificazione in base all'IFRS 9	Valore di iscrizione ex IAS 39	Rettifiche	Valore di iscrizione ex IFRS 9
Crediti commerciali e altri crediti	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	8.587	(39)	8.548
Partecipazioni minoritarie	Costo	FVTOCI	12	20	32

L'adozione delle nuove disposizioni ha comportato inoltre l'aggiornamento delle voci degli schemi di bilancio; in particolare:

- nello schema di conto economico: (i) per effetto dell'entrata in vigore dell'IFRS 9, è stata inserita una specifica voce per accogliere le svalutazioni/riprese di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti (denominata "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti"); in precedenza tali componenti erano rilevate all'interno della voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi". Al fine di consentire un confronto omogeneo, tali componenti relative agli esercizi posti a confronto, determinate secondo le precedenti disposizioni in materia di strumenti finanziari, sono state riclassificate all'interno della nuova voce; (ii) è stata ridenominata la voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette" in "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali";
- nel prospetto dell'utile complessivo, è stata inserita una nuova voce che include le variazioni del fair value delle partecipazioni minoritarie designate come valutate al FVTOCI, all'interno delle componenti non riclassificabili a conto economico.

Inoltre, con riferimento allo schema di stato patrimoniale, i crediti finanziari correnti sono stati riclassificati, anche nell'esercizio posto a confronto, dalla voce "Crediti commerciali e altri crediti" alla nuova voce "Altre attività finanziarie correnti"; questa nuova articolazione delle voci dello schema è stata operata al fine, essenzialmente, di separare le esposizioni commerciali e diverse da quelle finanziarie in quanto caratterizzate da origination, profili di rischio e processi di

valutazione differenti. Al riguardo, considerata la rilevanza della riclassifica dei crediti finanziari per Eni SpA, si è reso necessario, ai fini comparativi, presentare uno schema di stato patrimoniale aggiuntivo riferito al 1° gennaio 2017.

4 | Principi contabili di recente emanazione

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

Al riguardo, con riferimento alle nuove disposizioni in materia di Leasing (IFRS 16), in vigore a partire dal 1° gennaio 2019, sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione dell'IFRS 16 comporta la rilevazione di una lease liability di €2.094 milioni e di un right-of-use di asset, al netto dei fondi associati rilevati al 31 dicembre 2018 nei contratti onerosi, per €1.665 milioni; la stima degli effetti di prima applicazione dell'IFRS 16 potrebbe subire variazioni in relazione all'eventuale evoluzione interpretativa derivante, tra l'altro, dalle ulteriori indicazioni dell'IFRIC, nonché all'affinamento del processo di elaborazione in vista della prima applicazione del principio nei reporting finanziari 2019.

Di seguito, sulla base delle informazioni attualmente disponibili, è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018 e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ milioni)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili	2.233
Effetto svalutazione	(282)
Estensione/Rinnovi	198
Altro	(49)
IFRS 16 - Lease liability	2.094

(7) In particolare le disposizioni dello IAS 39 prevedevano le seguenti categorie di strumenti finanziari: (i) finanziamenti e crediti valutati al costo ammortizzato; (ii) le attività finanziarie da detenere sino alla scadenza, valutate al costo ammortizzato; (iii) gli strumenti finanziari valutati al fair value con effetto a conto economico (es. titoli destinati al trading); (iv) attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value con effetto a patrimonio netto nelle altre componenti dell'utile complessivo. Le disposizioni dell'IFRS 9 definiscono le categorie delle attività finanziarie sulla base delle caratteristiche dello strumento e del business model adottato tra: (i) strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato; (ii) strumenti finanziari valutati al fair value con impatto a conto economico; (iii) strumenti finanziari valutati al fair value con impatto a patrimonio netto nelle altre componenti dell'utile complessivo; (iv) strumenti di equity afferenti a partecipazioni minoritarie valutate al fair value con impatto a conto economico o, alternativamente, se non detenute per finalità di trading, a patrimonio netto senza previsione di rigiro a conto economico.

ME



83942768

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €9.654 milioni (€6.214 milioni al 31 dicembre 2017) con un incremento di €3.440 milioni e comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mer-

cato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€7.653 milioni) è di 29 giorni e il tasso di interesse effettivo è -0,2890%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€769 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è il 2,4269%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	768	888
Altri titoli	5.332	4.905
	6.100	5.793

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità pun-

ta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.301 milioni (€845 milioni al 31 dicembre 2017).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Euro	4.188	4.024
Dollaro USA	1.547	1.014
Altre valute	365	755
	6.100	5.793



83942/169

Banca di Credito Italiano - 2018

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:



TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI

Tasso fisso				
Italia	490	496	Baa3	BBB
Corea del Sud	20	28	Aa2	AA
Cile	28	29	A1	A+
Danimarca	20	17	Aan	AAA
Giappone	14	14	A1	A+
Messico	6	7	A3	BBB+
Germania	4	4	Aaa	AAA
Spagna	2	2	Baa1	A-
	582	597		
Tasso variabile				
Italia	97	98	Baa3	BBB
Giappone	29	26	A1	A+
Germania	18	16	Aaa	AAA
Finlandia	15	13	Aa1	AA+
Regno Unito	15	13	Aa2	AA
Corea del Sud	3	3	Aa2	AA
Stati Uniti d'America	2	2	Aaa	AAA
	179	171		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	771	768		

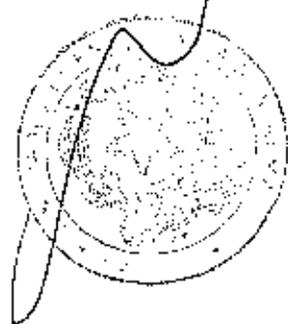
[Handwritten signature]

ALTRI TITOLI

Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.610	1.564	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.198	1.198	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri titoli	51	48	da A1 a Baa3	da A+ a BBB-
	2.859	2.808		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.550	1.441	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	952	941	da Aa2 a Aaa2	da AA a BBB
Altri titoli	158	142	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
	2.660	2.524		
Totale Altri titoli	5.519	5.332		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.290	6.100		

[Handwritten signature]

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi.



[Handwritten signature]



85942/110

7 | Crediti commerciali e altri crediti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 9 sono i seguenti:

(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti diversi
Valore al 31.12.2017	5.111	776
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	(39)	
Valore al 01.01.2018	5.072	776

L'applicazione dell'IFRS 9 ha determinato l'incremento del fondo svalutazione crediti di €39 milioni in applicazione della metodologia dell'expected loss model.

Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Crediti commerciali	4.928	5.111
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	160	157
Anticipi al personale	31	38
Accounti per servizi e forniture	14	23
Crediti per attività di disinvestimento	2	1
Crediti verso altri	439	557
	5.574	5.887

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.

Al 31 dicembre 2018 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2019 per €579 milioni (€681 milioni nel 2017 con scadenza 2018). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Gas & Power (€378 milioni) e Refining & Marketing (€201 milioni).

I crediti verso altri di €439 milioni includono essenzialmente: (i) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€257

milioni); (ii) il credito residuo verso Eni Insurance DAC (€96 milioni) per l'indennizzo relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€22 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €608 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in merito			Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
Clientela business	277	1.722	354	220	2.573
Pubbliche Amministrazioni		9	3	3	15
Altre controparti	181		63	104	348
Imprese controllate	2.925				2.925
Valore lordo al 31 dicembre 2018	3.383	1.731	420	327	5.861
Fondo svalutazione		(2)	(29)	(256)	(287)
Valore netto al 31 dicembre 2018	3.383	1.729	391	71	5.574
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)		0,17%	7,67%	81,27%	

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi in funzione della presenza di un processo di affidamento individuale o comunque di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti oggetto di un processo di

affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) rapporti commerciali e amministrativi



83942/771

Una Polaris - Finanziaria P.A.A. S.p.A.

progressi (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, ecc.); (iii) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento; (vi) rischio paese che considera le probabilità di accadimento su un orizzonte temporale di medio termine di eventi relativi al contesto operativo del creditore che possono compromettere la capacità di adempiere l'obbligazione verso Eni. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.

Per le controparti pubbliche amministrazioni la probabilità di default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione del WACC per l'impairment degli asset non finanziari.

Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'expected loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. ratio di expected loss) i valori della probabilità di default e della capacità di recupero (loss given default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti della società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €287 milioni.

(€ milioni)	Crediti commerciali e altri crediti
Fondo svalutazione al 31.12.2017	242
Modifica criteri contabili (IFRS 9)	39
Fondo svalutazione al 1.01.2018	281
Accantonamenti su crediti in bonis	32
Accantonamenti su crediti in default	4
Utilizzi su crediti in bonis	(6)
Utilizzi su crediti in default	(24)
Fondo svalutazione al 31.12.2018	287
Fondo svalutazione al 31.12.2016	1.296
Accantonamenti	159
Utilizzi	(90)
Effetto conferimento Eni gas e luce SpA	(1.083)
Fondo svalutazione al 31.12.2017	242

Il fondo svalutazione crediti è stato stanziato tenendo conto degli strumenti di attenuazione del rischio (mitiganti), in particolare dei crediti classificati nel rischio medio della Refining & Marketing.

Gli accantonamenti netti rilevati a conto economico sono pari a €26 milioni (€153 milioni nel 2017). L'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in default comprende l'effetto

delle perdite su crediti precedentemente svalutati (€20 milioni).

Con riferimento al valore dei crediti dell'esercizio 2017 posto a confronto definito secondo i criteri di valutazione in essere anteriormente all'entrata in vigore dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari", di seguito è riportata l'analisi dell'ageing 2017 dei crediti commerciali e degli altri crediti:

(€ milioni)	31.12.2017		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	4.861	758	5.619
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	79		79
Crediti scaduti e non svalutati:			
- da 0 a 3 mesi	110	6	116
- da 3 a 6 mesi	14	1	15
- da 6 a 12 mesi	13		13
- oltre 12 mesi	36	11	47
	171	18	189
	5.111	776	5.887

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

condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

ne



83942/72

8 | Rimanenze e Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo	124	211
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	174	176
Prodotti in corso di lavorazione e servizi lavorati e lavori in corso su ordinazione	60	96
Prodotti finiti e merci	933	852
Certificati bianchi	93	54
	1.324	1.389

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €124 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€461 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stocaggi Gas Italia SpA (€421 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€51 milioni).

Le rimanenze di magazzino per €95 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €189 milioni (€22 milioni al 31 dicembre 2017) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Valore iniziale - Rimanenze correnti	22	13
Accantonamenti	157	9
Valore finale - Rimanenze correnti	189	22

Gli accantonamenti operati al fondo svalutazione nel 2018 derivano essenzialmente dall'adeguamento del valore di iscrizione delle rimanenze di greggia e di prodotti petroliferi ai prezzi di fine periodo, considerata la rapida discesa delle quotazioni internazionali avvenuta nella parte finale del 2018.

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.200 milioni (€1.297 milioni al 31 dicembre 2017) includono 3,37 milioni di tonnellate di greggi

e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione della Direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Le scorte d'obbligo si riducono di €97 milioni per effetto principalmente dell'andamento della dinamica dei prezzi.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 25 - Garanzie, impegni e rischi.

9 | Attività e Passività per imposte

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Attività	Passività	Attività	Passività
Imposte sul reddito correnti:				
- IRES	22		14	
- Addizionale IRES Legge n. 7/2009				61
- IRAP	29		29	
- Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	4		4	
- Altre imposte sul reddito	11	2	12	3
	66	2	59	64
Altre imposte correnti:				
- Accise e imposte di consumo	42	376	30	457
- IVA	93	202	182	191
- Royalty su idrocarburi estratti		152		114
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente		32		32
- Altre imposte e tasse	69	25	55	15
	204	787	267	809



83942/73

Eni Bilancio di Esercizio Annuale 2018

10 | Altre attività

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	886	182	533	205
Altre attività	127	373	160	276
	1.013	565	693	481

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 22 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività comprendono: (i) gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è distribuito nel tempo ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (cd. reshuffling) €112 milioni (€34 milioni nel 2017); (ii) i crediti di imposta a lungo termine chiesti a rimborso €80 milioni (stesso importo al 31 dicembre 2017); (iii) i depositi

cauzionali verso fornitori €38 milioni (€54 milioni nel 2017); (iv) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sostanziali Eni prevede di ritirare oltre i 12 mesi per €25 milioni (€63 milioni entro 12 mesi e €56 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2017);

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n.32 – Rapporti con parti correlate.

11 | Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Trasporti e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Atrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso e accenti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e accenti	Totale
2018									
Valore iniziale netto	664	2.475	1.726	153	49	337	795	979	7.178
Operazioni straordinarie	{4}		{2}						{6}
Investimenti	2		23	12	12		441	513	1.003
Ammortamenti	{31}	{316}	{187}	{19}	{14}				{587}
Riprese di valore (svalutazioni) nette	{2}	144	{35}				{16}	{104}	{13}
Radiazioni								{1}	{1}
Trasferimenti	24	328	134	6	1	{50}	{279}	{164}	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		{29}					34		5
Valore finale netto	653	2.582	1.659	152	48	287	975	1.223	7.678
Valore finale lordo	2.103	13.604	10.553	599	664	302	1.082	1.449	30.358
Fondo ammortamento e svalutazione	1.450	11.022	8.894	447	616	15	107	226	22.777
2017									
Valore iniziale netto	671	2.639	1.718	158	59	697	1.083	1.021	8.046
Operazioni straordinarie	{3}		{4}						{7}
Investimenti	2		32	8	9		348	339	738
Ammortamenti	{30}	{411}	{180}	{17}	{18}				{656}
Riprese di valore (svalutazioni) nette	{3}	81	{14}	{1}	{1}	{15}	9	{167}	{111}
Radiazioni		{3}					{1}	{1}	{5}
Dismissioni	{1}	{4}	{1}						{6}
Trasferimenti	28	229	175	5			{188}	{249}	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		{56}				{345}	{458}	36	{823}
Valore finale netto	664	2.475	1.726	153	49	337	795	979	7.178
Valore finale lordo	2.074	13.370	10.267	583	649	352	888	1.282	29.345
Fondo ammortamento e svalutazione	1.410	10.895	8.541	430	600	15	93	283	22.267

me



3942/116

Gli investimenti di €1.803 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€522 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, principalmente per il ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, della conversione del sistema di raffinazione, nonché gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€446 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti

e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento della attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Barbara e Cervia); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agrè; (c) la Corporate (€35 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota IOP
Impianti specifici di raffinazione e logistica	5,5 - 15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 13 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali.

Le altre variazioni di €5 milioni si riferiscono essenzialmente alle differenze cambio di conversione per €33 milioni compensate dalle variazio-

ni negative di €29 milioni per effetto della revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

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

	2018		2017	
	(€ milioni)	Numero pozzi in quota Eni	(€ milioni)	Numero pozzi in quota Eni
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 3 anni	6	0,50	188	4,10
- oltre 3 anni	197	6,56	63	1,80
	202	7,06	251	5,90
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	6	0,50		
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso				
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	197	6,56	251	5,90
	202	7,06	251	5,90

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è dell'1,77% (2,3% al 31 dicembre 2017). Gli oneri finanziari capitaliz-

zati ammontano a €30 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €112 milioni.



83942 / 775

UnipolSip - Finanziaria Assicurativa - 2018

12 | Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilitazioni in corso e accantonamenti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile finita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
31.12.2018							
Valore iniziale netto	20	108	13	37	178	17	195
Investimenti		26	9		35		35
Ammortamenti	(1)	(44)		(3)	(48)		(48)
Altre variazioni	(2)	10	(10)		(2)		(2)
Valore finale netto	17	100	12	34	169	17	189
Valore finale lordo	385	1.129	12	619	2.145	94	2.239
Fondo ammortamento e svalutazione	368	1.029		585	1.982	77	2.059
31.12.2017							
Valore iniziale netto	22	235	44	64	385	840	1.205
Operazioni straordinarie		(17)	(18)	(18)	(153)	(823)	(929)
Investimenti		14	21		35		35
Ammortamenti	(2)	(59)		(10)	(71)		(72)
Altre variazioni		35	(34)	1	2		2
Valore finale netto	20	108	13	37	178	17	195
Valore finale lordo	385	1.094	13	620	2.112	94	2.206
Fondo ammortamento e svalutazione	365	986		583	1.934	77	2.011

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €17 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

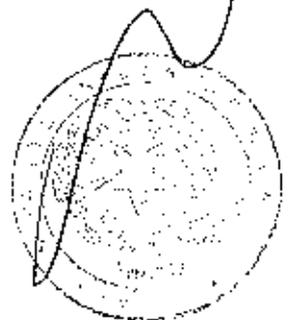
I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €100 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%.

Le immobilizzazioni in corso e accantonamenti di €12 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €34 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€32 milioni).

Gli investimenti di €35 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

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



ME



83942/776

13 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate.

Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attività di negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use - "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"). Le principali CGU dei settori di business di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nella Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione, gli stabilimenti e gli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti e sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibile dal mercato.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital - "WACC"). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Alla data di riferimento delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse di Eni, il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presentava sostanzialmente stabile rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2017.

Nella parte finale del 2018 il prezzo del Brent ha registrato una significativa inversione di tendenza a causa del rallentamento della crescita economica, del ritorno dell'oversupply e delle incertezze dovute all'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, alla Brexit e alle crisi locali. Nonostante la correzione dei prezzi da circa 80 \$/barile a 60 \$/barile, sulla base dell'analisi dei fondamentali a medio-lungo termine che sostengono la continua crescita della domanda e della volontà dei principali produttori di mantenere i mercati in equilibrio, il management, anche sulla base della view di mercato di analisti finanziari e istituti specializzati, ha confermato il prezzo di lungo termine del marker Brent a 70 \$/barile in moneta reale 2022, sostanzialmente in linea con l'assunzione del bilancio 2017, sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2018 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2019-2022. I prezzi del gas in Europa sono previsti su valori più elevati rispetto al piano precedente per effetto di un migliore bilanciamento tra domanda e offerta sostenuto dal declino delle produzioni continentali e dal "phase-out" di centrali termoelettriche alimentate a carbone/nucleare. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione SERM è stato confermato nel lungo termine a circa 5 \$/barile in considerazione delle attese di continua pressione competitiva in Europa da parte di stream di prodotto più conveniente importati da USA e Medio Oriente, i cui effetti saranno mitigati dalla più stringente normativa sul contenuto di zolfo del carburante per il trasporto marittimo a partire dal 2020.

Il WACC adjusted, per considerare il rischio paese, 2018 del Gruppo Eni pari al 7,3%, dal quale sono derivati i WACC adjusted utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas e raffinazione, ha registrato un incremento di mezzo punto percentuale rispetto al 2017 per effetto principalmente della previsione di rialzo dei rendimenti dei titoli risk-free che la metodologia Eni aggancia ai titoli di Stato Italia a dieci anni. In particolare i WACC adjusted utilizzati per l'impairment delle attività upstream e downstream Italia sono: (i) 6,1% per la Exploration & Production (5,3% nel 2017); (ii) 6,3% per la Refining & Marketing (5,6% nel 2017). Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati, nel 2018 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €13 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing ed Exploration & Production. In particolare le svalutazioni rilevate nella Refining & Marketing di €141 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€124 milioni) e sulla rete autostradale (€12 milioni). Le riprese di valore nette della Exploration & Production di €128 milioni riguardano le rivalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'offshore adriatico dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale (€152 milioni), parzialmente compensate dalle svalutazioni di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'on-shore dell'Italia centrale dovute principalmente alla revisione del profilo delle riserve di idrocarburi (€24 milioni).



83942/477

Collegato al bilancio consolidato 2018

18 | Partecipazioni

({€ milioni})	2018				2017			Totale
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni in imprese associate	Partecipazioni in imprese sottostimate	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	
Valore iniziale	40.762	1.563	12	42.337	38.216	1.789	4	40.009
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 9)			20	20				
Valore iniziale netto riesposto	40.762	1.563	32	42.357	38.216	1.789	4	40.009
Operazioni straordinarie					1.549			1,549
Interventi sul capitale e acquisizioni	728			728	1,851	(11)	8	1,848
Cessioni e conferimenti					(571)	(131)		(702)
Rettifiche di valore	(1,142)	(15)	(4)	(1,161)	(283)	(84)		(367)
Altre variazioni			(10)	(10)				
Valore finale	40.348	1.548	18	41.914	40.762	1.563	12	42.337
Valore finale lordo	61,213	1,855	18	62,886	60,485	1,855	12	62,152
Fondo svalutazione	20,865	107		20,972	19,723	92		19,815

[Handwritten signature]

[Large handwritten signature]

[Handwritten initials]



83942 | 778

Le partecipazioni sono diminuite di €423 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2017	42.337
Prima applicazione IFRS 9	
EMITTENTI TITOLI SpA (in liquidazione)	10
BANCA UBAE SpA	4
Porto Intermodale Ravenna Società per Azioni S.A.P.A.R.	4
SIMEST SpA	2
	20
Partecipazioni al 1° gennaio 2018	42.357
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	349
Syndial SpA	211
Raffineria di Gela SpA	98
Eni Petroleum Co Inc	44
Eni Mozambico SpA	20
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7
	729
Acquisizioni	
Eni New Energy SpA	14
	14
Riprese di valore	
LNG Shipping SpA	57
Floaters SpA	18
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	2
	77
Decremento per:	
Liquidazione	
EMITTENTI TITOLI SpA (in liquidazione)	(10)
	(10)
Rimborsi di capitale	
Floaters SpA	(15)
	(15)
Svalutazioni	
Eni Investments Plc	(476)
Versalis SpA	(258)
Syndial SpA	(202)
Raffineria di Gela SpA	(124)
Eni Petroleum Co Inc	(102)
Eni Progetti SpA	(27)
Unión Fenosa Gas SA	(15)
Servizi Aerei SpA	(8)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(7)
Eni Mozambico SpA	(4)
Eni New Energy SpA	(4)
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	(3)
Società Petroliera Italiana SpA	(3)
Altre minori	(1)
	(1.234)
Variazione fair value partecipazioni minoritarie	
BANCA UBAE SpA	(4)
	(4)
Partecipazioni al 31 dicembre 2018	41.914



83942/779

Cassa di Risparmio di Venezia - Bilancio di esercizio 2018

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

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2017	Saldo netto al 31.12.2018	Valore di patrimonio netto	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=9-A
			A	B	
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giorhallistica Italia SpA	100,000	2	2	2	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	243	195
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	99,671	207	204	204	
Eni Angola SpA	100,000	566	566	1.020	454
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Srl	100,000
Eni Finance International SA	33,613	604	604	847	243
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	73	4
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.298	(247)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	568	68
Eni International BV	100,000	28.113	28.462	37.005	9.143
Eni International Resources Ltd	99,998	33	33
Eni Investments Plc	99,999	4.297	3.821	3.111	(710)
Eni Mediterraneo Idrocarburi SpA	100,000	50	52	53	2
Eni Mozambico SpA	100,000	8	24	24	
Eni New Energy SpA	100,000	20	30	30	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.209	1.151	782	(389)
EniPower SpA	100,000	914	914	870	(44)
EniProgetti SpA	100,000	62	35	35	
EniServizi SpA	100,000	14	14	15	1
Eni Tirca Leste SpA	100,000	6	5	6	1
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	150	(175)
Eni West Africa SpA	100,000	21	21	21	
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	100,000
Floaters SpA	100,000	246	249	249	
leac SpA	100,000	24	24	49	25
LNG Shipping SpA	100,000	217	274	259	(15)
Raffineria di Gela SpA	100,000	26	...	(5)	(5)
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	59	51	51	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petroliera Italiana SpA	99,964	14	11	11	



Me

83942/480

segue

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2017 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C-B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA ^(a)	99,999	215	224	224	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	100	48
Versalis SpA	100,000	1.309	1.051	1.051	
Totale imprese controllate		40,762	40,348		
Imprese collegate e joint venture					
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200			4	A
Moriconesut SpA	50,000				
Saipem SpA ^(b)	30,542	1,199	1,199	1,228	29
Seram SpA	25,000				
Transmed SpA	50,000			6	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	34	20
Unión Fenosa Gas SA	50,000	350	335	335	
Totale imprese collegate e joint venture		1,563	1,548		
		42,325	41,896		

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

(b) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2018 (€3,265 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.006 milioni.

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

- Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,1%;
- per le società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle

imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 5,2% e il 16%;

- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 5,4% e il 9,3%; il WACC adjusted del settore Gas & Power, determinato considerando la rischiosità espressa dallo specifico settore da un campione di società comparabili, è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2017.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2018, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

In applicazione dell'IFRS 9, le partecipazioni minoritarie sono state valutate al fair value in luogo del precedente criterio del costo, determinando una rivalutazione di €20 milioni.

Di seguito il dettaglio delle "Partecipazioni minoritarie":

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Partecipazioni minoritarie				
BIANCA UBAE SpA	8	5,39%	8	5,39%
Porto Intermodale Ravenna Società per Azioni S.A.P.A.R.	5	3,06%	1	3,08%
SIMEST SpA	4	1,30%	2	1,30%
Altro	1		1	
Totale	18		12	

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 25 - Garanzie, impegni e rischi.

83962/81

Settore non Finanziario Anno 2018

15 | Altre attività finanziarie

[€ milioni]	31.12.2018		31.12.2017	
	Esigibili	Non Esigibili	Correnti	Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	224	1.955	258	4.612
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	2.465		2.442	
	2.689	1.955	2.700	4.612
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	2.689	1.975	2.700	4.632

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.590 milioni) ed Eni gas e luce SpA (€382 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.028 milioni), Versalis SpA (€440 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€232 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€228 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.602 milioni. I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €914 milioni (€41 milioni al 31 dicembre 2017).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €2.238 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,37% e l'1,15% e in dollari compresi tra il 2,44% e il 2,7%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi.

16 | Attività per imposte anticipate

[€ milioni]	31.12.2018	31.12.2017
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.129	1.136
Imposte sul reddito differite IRES	(82)	(129)
Imposte sul reddito anticipate estere	5	4
Imposte sul reddito anticipate IRAP	93	115
Imposte sul reddito differite IRAP	(9)	(2)
Totale Eni SpA	1.136	1.124
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	33	28
	1.169	1.152

1/2



83942 / 782

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2017	Incrementi	Decrementi	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2018
Imposte differite:						
- differenze su attività materiali ed immateriali	[10]	[13]	1	(2)		[24]
- differenze su derivati	(63)				38	(25)
- altre	(58)	(14)	30			(42)
	(131)	(27)	31	(2)	38	(91)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati						
- fondi per rischi ed oneri	1.303	202	(168)			1.337
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	391	91	(57)			425
- differenze su attività materiali ed immateriali	406	22	(222)	2		308
- svalutazione crediti	69	17				86
- fondi per benefici ai dipendenti	77	29	(36)		2	82
- perdita fiscale	1.852	120	(37)		(4)	1.961
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)					10	10
- altre	130	24	(54)			100
	4.238	495	(434)	2	8	4.309
- svalutazione imposte anticipate	(2.983)	(99)				(3.082)
	1.255	396	(434)	2	8	1.227
Totale Eni SpA	1.124	369	(403)		46	1.136
Imposte anticipate joint operation	32	6			(1)	37
Imposte differite joint operation	(4)					(4)
Totale joint operation	28	6			(1)	33
	1.152	375	(403)		45	1.159

Le imposte anticipate nette di Eni SpA € 1.159 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione

e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. In considerazione delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato è stata rilevata una svalutazione delle imposte anticipate per € 99 milioni.



83942/83

Con Sintesi - Finanziaria - 2018

17 | Debiti commerciali e altri debiti

Al 1° gennaio 2018 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 15 hanno riguardato la riclassifica ad altre passività correnti degli acconti e anticipi da clienti

per €282 milioni. Maggiori informazioni sull'applicazione degli IFRS 9 e IFRS 15 sono riportate alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Debiti commerciali	4.972	5.254
Anticipi da clienti		282
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	39	33
Debiti per attività di investimento	181	159
Debiti verso altri	440	497
	5.632	6.225

I debiti commerciali di €4.972 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€2.653 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.243 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€76 milioni).

I debiti verso altri di €440 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€194 milioni); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza

sociale (€166 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€6 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

18 | Altre passività

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	763	160	505	261
Passività da contratti con clientela	389	518		584
Altre passività	296	109	367	136
	1.448	787	872	881

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 22 – Strumenti finanziari derivati.

Le passività da contratti con la clientela comprendono la riclassifica al 1° gennaio 2018 dalla voce "Debiti commerciali e altri debiti" degli acconti e anticipi da clienti di €282 milioni in applicazione dell'IFRS 15 e riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €66 milioni e €518 milioni (€58 milioni e €584 milioni nel 2017); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (€167 milioni).

Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) gli anticipi a breve termine che la Joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto

del greggio alla Raffineria di Taranto (€204 milioni); (ii) i rapporti con la Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€39 milioni); (iii) i rapporti con Eri Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€19 milioni); (iv) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€16 milioni).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativa.

me

83942 / 786

19 | Passività finanziarie e analisi dell'indebitamento finanziario netto

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

31.12.2016	31.12.2017		Totale	Passività finanziaria a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo	Totale
	Passività finanziaria a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine					
(€ milioni)							
Banche	139	678	3.477	223	723	3.082	4.028
Obbligazioni ordinarie		2.493	14.514		1.250	14.993	16.243
Obbligazioni convertibili			390			390	390
Altre	4.296	7	506	3.923		381	4.304
	4.435	3.178	18.070	4.146	1.973	18.843	24.962

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie a lungo termine e delle quote a breve termine al 31 dicembre 2019 è la seguente:

31.12.2019	31.12.2018		Totale quote a breve termine	Scadenza					Totale quote a lungo termine
	2017	2018		2020	2021	2022	2023	Ulteriore	
(€ milioni)									
Banche	4.028	3.477	817	510	341	393	829	587	2.660
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.516	1.517	1.517						
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.217	1.216	13					1.203	1.203
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.037	1.038	39	999					999
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.032								
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.027	1.027	39					994	994
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.019	20	999					999
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.008	1.003	16				993		993
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.007	1.008	14					994	994
- Euro Medium Term Notes 0,625%	894	895	2					893	893
- Euro Medium Term Notes 2,625%	801	802	2		800				800
- Euro Medium Term Notes 1,625%	798	799	8					791	791
- Euro Medium Term Notes 3,750%	763	764	764						
- Euro Medium Term Notes 1,750%	757	758	12					745	746
- Euro Medium Term Notes 1,500%	754	755	11					744	744
- Euro Medium Term Notes 0,750%	700	701	3			698			698
- Euro Medium Term Notes 1,000%	649	652	5					647	647
- Euro Medium Term Notes 1,125%	594	595	2					593	593
- Bond US 4,000%		875	11				864		864
- Bond US 4,750%		874	13					861	861
- Bond US 4,150%	378	397	4	393					393
- Bond US 5,700%	292	306	4					302	302
	16.243	17.007	2.493	2.391	800	698	1.857	8.768	14.514
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	387	390				390			390
	387	390				390			390
Altri	4.304	4.809	4.303	387	119				506
	4.304	4.809	4.303	387	119				506
	24.962	25.683	7.613	3.288	1.260	1.481	2.686	9.355	18.070

83942/785

Eni Performance Finanziaria - 9° trimestre 2019

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. Al 31 dicembre

2018 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.287 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Nel corso del 2018 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €1.749 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2018 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disagio di emissione, tasso di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	17	1.517	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	38	1.038	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	27	1.027	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	9	1.009	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	8	1.008	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(5)	895	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	2	802	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(4)	796	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	14	764	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	750	8	758	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	5	755	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	1	701	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	2	652	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(5)	595	EUR	2028	1,125
- Bond US	873	2	875	USD	2023	4,000
- Bond US	873	1	874	USD	2028	4,750
- Bond US	393	4	397	USD	2020	4,150
- Bond US	305	1	306	USD	2040	5,700
	16.844	163	17.007			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(10)	390	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €4.338 milioni.

L'obbligazione convertibile di €390 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, ferma restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale

di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione pari ad €13,0535 e, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Le passività finanziarie verso altri di €4.809 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con la Syndial SpA (€1.931 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€960 milioni), Eni Finance International SA (€513 milioni), EniPower SpA (€279 milioni), LNG Shipping SpA (228 milioni), Eni gas e luce SpA (€179 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2018 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro -0,2112% e 2,650% per i depositi in dollari USA.

83942/786

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

(€ milioni)	31.12.2018		31.12.2017	
	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziaria a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	18.402	2,29%	19.883	2,32%
Dollaro USA	2.846	4,79%	933	4,83%
	21.248		20.816	

Al 31 dicembre 2018, Eni dispone di linee di credito a breve termine uncommitted non utilizzate per €12.355 milioni (€11.454 milioni al 31 dicembre 2017). Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.212 milioni (€5.800 milioni al 31 dicembre 2017); questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2018 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.644 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Obbligazioni ordinarie	17.428	17.256
Obbligazioni convertibili	399	410
Banche	3.301	3.820
Altri	516	384
	21.644	21.870

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra l'0,37% e l'1,15% (tra lo 0,3815% e l'1,275% al 31 dicembre 2017) e per il dollaro USA compresi tra il 2,44% e il 2,85% (tra l'1,495% e il

2,5346% al 31 dicembre 2017). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

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

(€ milioni)	31.12.2018			31.12.2017		
	Correnti	Non Correnti	Totale	Correnti	Non Correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	9.654		9.654	6.214		6.214
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.100		6.100	5.793		5.793
C. Liquidità (A+B)	15.754		15.754	12.007		12.007
D. Crediti finanziari ^(a)	2.465		2.465	2.442		2.442
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	139		139	223		223
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	678	2.660	3.338	723	3.062	3.805
G. Prestiti obbligazionari	2.493	14.904	17.397	1.250	15.380	16.630
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.234		4.234	3.923		3.923
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		506	506		381	381
L. Altre passività finanziarie	69		69			
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.613	18.070	25.683	6.119	18.843	24.962
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(10.606)	18.070	7.464	(8.330)	18.843	10.513

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

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.100 milioni (€5.793 milioni al 31 dicembre 2017) sono illustrate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari di €2.465 milioni (€2.442 milioni al 31 dicembre 2017) sono commentati alla nota n. 15 – Altre attività finanziarie.

83942 / 787

La variazione dell'indebitamento finanziario lordo è di seguito indicata:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore iniziale al 31.12.2017	4.146	20.816	24.962
Variazioni monetarie	283	378	661
Differenza cambio di conversione e da allineamento		15	15
Altre variazioni	6	39	45
Valore al 31.12.2018	4.435	21.248	25.683

20 | Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessazione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore iniziale al 31.12.2017	1.939	679	548	130	102	83	306	3.787
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	(29)							(29)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	42							42
Accantonamenti	23	237	124	0		19	200	613
Utilizzi a fronte oneri	(60)	(167)	(26)	(10)	(7)		(158)	(428)
Utilizzi per esuberanza		(8)	(48)	(10)	(15)		(7)	(98)
Altre variazioni		1					1	2
Valore al 31.12.2018	1.909	742	598	110	80	102	342	3.883

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.909 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.846 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,051% e il 3,2%; il periodo previsto degli esborsi è 2019-2067; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€21 milioni).

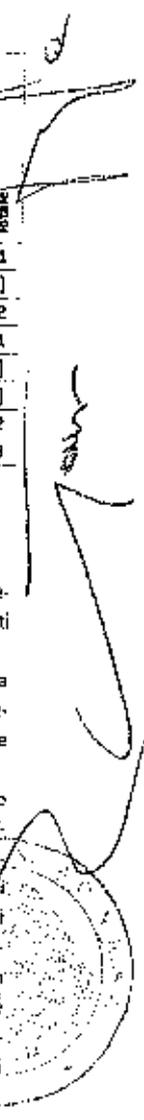
Il fondo rischi e oneri ambientali di €742 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€335 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€153 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€140 milioni), negli impianti di raffinazione (€32 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€32 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €598 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €110 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €80 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'art. 24 del DL 201/2011 convertito con modifiche in Legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. "salvaguardie") che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla Legge 214/2011.

me



33942(788)

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €102 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €342 milioni comprendono essenzialmente: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€79 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani

di incentivazione monetario differita, di lungo termine e azionaria (€38 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€10 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Gli Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€21 milioni).

21 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2016	31.12.2017
Piani a benefici definiti:		
- TFR	169	171
- Piani esteri a benefici definiti	3	(2)
- Fidej e altri	72	67
	244	236
Altri fondi per benefici ai dipendenti	126	117
	370	353

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €126 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €109 milioni, i premi

di anzianità per €10 milioni e i piani di incentivazione di lungo termine per €6 milioni.

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

(€ milioni)	31.12.2016						31.12.2017					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fidej e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fidej e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	171	16	67	254	117	371	204	12	79	295	106	401
Costo corrente		1	1	2	31	33			2	2	40	42
Interessi passivi	3	1		4		4	2		1	3		3
Rivoluzioni:		(3)	7	4	25	29	(4)	4	(1)	(1)	2	1
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(1)		(1)		(1)						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie					24	24	(3)		(3)		2	(1)
- Effetto dell'esperienza passata		(2)	7	5	1	6	(1)	4	(1)	2		2
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione											31	31
Benefici pagati	(5)	(3)	(3)	(11)	(48)	(59)	(6)		(3)	(9)	(27)	(36)
Effetto aggregazioni (mergoli, dismissioni, trasferimenti)					1	1	(25)		(11)	(36)	(35)	(71)
Altre variazioni		6		6		6						
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	169	18	72	259	126	385	171	16	67	254	117	371
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		18		18		18		10		10		10
Rendimento delle attività a servizio del piano		(2)		(2)		(2)		7		7		7
Contributi al piano:		1		1		1						
- Contributi del datore di lavoro		1		1		1						
Benefici pagati		(3)		(3)		(3)						
Altre variazioni		6		6		6		1		1		1
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		20		20		20		18		18		18
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio												
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		5		5		5						
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		5		5		5						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	168	3	72	244	126	370	171	(2)	67	236	117	353



83942/189

Delibera n. 100/Consiglio Amministrativo 2018

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	Totale piani a benefici definiti	Altri piani a benefici definiti	Totale
2018						
Costo corrente		1	1	2	31	33
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:	3	1		4		4
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	1		4		4
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					25	25
Totale	3	2	1	6	56	62
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	1	2	55	58
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	1		4		4
2017						
Costo corrente			2	2	40	42
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					31	31
Interessi passivi (attivi) netti:	2		1	3		3
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2		1	3		3
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					2	2
Totale	2		3	5	73	78
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"			2	2	73	75
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2		1	3		3

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

(€ milioni)	2018			2017			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:							
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(1)	(1)				
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie				(3)			(3)
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	7	5	(1)	4	(1)	2
- Rendimento delle attività a servizio del piano	2		2		(7)		(7)
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa	5		5				
	4	7	11	(4)	(3)	(1)	(8)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31/12/2018	31/12/2017
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	19
	20	19

me



83942 / 1790

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(%)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2018				
Tassi di sconto	1,5	1,5	1,5	0,2 - 1,5
Tasso di inflazione	1,5	1,5	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni			24	
2017				
Tassi di sconto	1,5	1,5	1,5	0 - 1,5
Tasso di inflazione	1,5	1,5	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni			24	

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
	Incremento dello 0,5%	Diminuzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
(€ milioni)				
31.12.2018				
Effetto sull'obbligazione (DB0):				
TFR	(3)	7	5	
Piani esteri a benefici definiti				
Fisde e altri	(5)	5	4	6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	2		
31.12.2017				
Effetto sull'obbligazione (DB0):				
TFR	(8)	8	5	
Piani esteri a benefici definiti				
Fisde e altri	(5)	5	5	7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1	

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €61 milioni, di cui €13 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2018				
2019	9		4	48
2020	9		3	36
2021	11		3	36
2022	9		3	1
2023	8		3	1
Oltre il 2023	123		56	5
Durata media ponderata	anni	9,2	8,0	14,2
31.12.2017				
2018	8		4	47
2019	9		3	41
2020	11		3	29
2021	10		3	1
2022	10		3	1
Oltre il 2022	123		51	4
Durata media ponderata	anni	9,7	11,0	14,1



83942/FRS

Eni Bilancio Finanziario Anni 2018

22 | Strumenti finanziari derivati

31.12.2018	31.12.2017			
	Fair value attivo	Fair value passivo		
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	107	58	187	131
- Outright	10	10	22	24
- Interest currency swap	85	83	85	97
	202	151	294	242
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	23	23	13	12
	23	23	13	12
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	495	543	256	362
- Future	7	5	4	2
- Altri	1	5	1	1
	503	553	261	365
	728	727	568	619
Contratti derivati cash flow hedge				
<i>Over the counter</i>				
	329	175	154	31
	329	175	154	31
Contratti derivati impliciti				
<i>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</i>				
	21	21	16	16
Totale contratti derivati	1.078	923	738	656
Di cui:				
- correnti	885	783	533	505
- non correnti	192	140	205	151

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.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo e le opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash – settled call options). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Passività finanziarie e analisi dell'indebitamento finanziario netto.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

31.12.2018	31.12.2017		
	Valore nominale delle posizioni di copertura	Variazione fair value a fine periodo	Variazione fair value a fine periodo
Contratti derivati cash flow hedge			
<i>Contratti su merci</i>			
	2.842	386	(3)

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge.

31.12.2018	31.12.2017		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto indicata per il calcolo dell'inefficienza delle coperture	Riserva cash flow hedge	Riserva conto economico
Cash flow hedge			
<i>Rischio prezzo commodity</i>			
- Vendite programmate	(378)	85	549

me

83942192

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MFF, OIF 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 che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge. Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie

e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti e ove opportuna sono attivate le operazioni di ribilanciamento della copertura.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.154 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €35 milioni nel corso del 2018) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.140 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Di seguito sono indicati gli effetti economici relativi alla gestione degli strumenti finanziari derivati:

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

(€ milioni)	2018	2017
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	116	(230)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(3)	(1)
	113	(239)

Gli altri proventi operativi netti di €113 milioni (oneri operativi netti di €239 milioni al 31 dicembre 2017) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e

alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (proventi netti di €116 milioni).

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2018	2017
Strumenti finanziari derivati su valute	(98)	479
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	1	1
	(97)	480

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €97 milioni (proventi netti per €480 milioni nel 2017) 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.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.



83942/193

23 | Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €1 milione (€2 milioni nel 2017) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

24 | Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	69	67
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	61	197
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(4)	...
Riserva IFRS 10 e 11	308	492
Altre riserve di utili non disponibili:	(29)	(16)
Riserva art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005	9	15
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(38)	(31)
Altre riserve di utili disponibili:	25.287	24.379
Riserva disponibile	24.140	23.237
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1993	19	19
Riserva da avanzo di fusione	636	636
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	5	...
Acconto sul dividendo	(1.513)	(1.441)
Utile dell'esercizio	3.173	3.506
	42.615	42.529

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2018, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2017) come deliberata dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 152.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69,00%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Eni-fin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni

concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €9 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Eni-fin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

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

me



83942/199

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni [€581 milioni al 31 dicembre 2017], e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie. L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 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.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di €581 milioni [€581 milioni al 31 dicembre 2017] riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto

dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1985. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;

- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti [Leggi n. 730/1983 e 41/1986] e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 [Legge n. 749/1985] con ammortamento a carico dello Stato.

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

La riserva di €61 riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

[€ milioni]	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2017	258	(61)	197
Variazione dell'esercizio	386	(124)	262
Rigiro a conto economico	(549)	158	(391)
Rigiro a rettifica rimanenze	(10)	3	(7)
Riserva al 31 dicembre 2018	85	(24)	61

Riserva fair value partecipazioni minoritarie

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €4 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione al fair value della partecipazione in BANCA UBAE SpA.

La riserva è disponibile per la copertura perdite.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €308 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento,

e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili negative per €29 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €9 milioni si incrementa per €23 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2018 in sede di distribuzione dell'utile 2017 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di €29 milioni in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2018 come di seguito indicato:

[€ milioni]	Valutazione rimanenza		Riserva netta
	Riserva lorda	Effetto fiscale	
Riserva al 31 dicembre 2017	21	(6)	15
Attribuzione utile 2017	33	(10)	23
Variazione dell'esercizio 2018	(41)	12	(29)
Riserva al 31 dicembre 2018	13	(4)	9

83942/195

Eni Finanziaria - Finanziaria - Anno 16-2016

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

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €25.287 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €24.140 milioni si incrementa di €903 milioni a seguito essenzialmente della delibera dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2018 in sede di attribuzione dell'utile 2017 (€883 milioni) e della riclassifica della riserva art. 5, comma 2, del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto del realizzo avvenuto nel corso del 2018 (€29 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1986 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del DPR n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 DPR n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal

1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €5 milioni. Accoglie gli effetti del piano di lungo termine azionario 2017-2019 approvato dall'Assemblea degli azionisti del 13 aprile 2017 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€4,6 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€0,87 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

Accanto sul dividendi

Riguarda per €1.513 milioni l'accanto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione deliberato il 13 settembre 2018 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 26 settembre 2018.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €25,71 miliardi.

Informativa degli effetti sul risultato e sul patrimonio netto di Eni SpA per applicazione IFRS 11

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2018	2017	31.12.2018	31.12.2017
Eni SpA	3.173	3.586	42.615	42.529
di cui eccedenza dei patrimoni netti, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	(6)	(202)	362	289



83942/496

25 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €101.165 milioni (€75.877 milioni al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2018	31.12.2017
Imprese controllate	98.133	86.116
Imprese collegate e joint venture	1.276	7.397
Propria	1.749	2.187
Altri	7	177
Totale	101.165	75.877

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €98.133 milioni riguardano:

- per €34.918 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Kasr (Eni 10%) e di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.365 milioni (\$5.000 milioni), di €8.729 milioni (\$10.000 milioni) e di €21.824 milioni (\$25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. L'impegno effettivo è pari al valore nominale;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2018 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.325 milioni;
- per €19.831 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 ammonta a €8.725 milioni;
- per €6.436 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€239 milioni), Altre attività e società finanziarie (€67 milioni), Gas & Power (€5.375 milioni), Chimica (€114 milioni) e altre attività (€841 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2018 l'impegno effettivo è di €358 milioni;
- per €3.379 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 ammonta a €2.372 milioni;
- per €2.948 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di

- contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 ammonta a € 2.670 milioni;
- per €2.619 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2018 l'impegno effettivo è di €1.016 milioni;
- per €1.745 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2018 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €1.222 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni USA Gas Marketing Llc. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 ammonta a €757 milioni;
- per €758 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €119 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- per €24 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sarl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 ammonta a €24 milioni;
- per €35 milioni la garanzia predata a favore di Cameron Interstate Pipeline Llc nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.276 milioni riguardano essenzialmente:

- per €499 milioni la garanzia predata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori



83942/197

Eni - Note Spie - Finanziaria al 31 dicembre 2018

della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). La riduzione dell'importo è avvenuta in seguito all'esito positivo del collaudo dei lotti da 1 a 4; in corso l'attività di collaudo per il 5° e ultimo lotto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 risulta azzerato. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;

- per €305 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- per €218 milioni la garanzia prestata a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalla Vår Energi (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), riferita essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- per €177 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore

di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 ammonta a €48 milioni;

- per €20 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.749 milioni riguardano:

- per €1.010 milioni la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione di Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale;
- per €739 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, account ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €7 milioni riguardano la lettera di patronage rilasciata a favore della banca a fronte del finanziamento concesso alla società Sigemi Srl. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2018 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

[€ milioni]	31.12.2018	31.12.2017
Impegni	136	148
Rischi	414	436
	550	584

Gli impegni di €136 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (4 milioni) dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2018 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €116 milioni (€66 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €3 milioni come impegno economico).

I rischi di €414 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas na-

turale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;

- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia-Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del

ME



83942 f008

settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;

- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di DiI Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al coltando sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi della società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2018 il tratto rimasto è per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

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

- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2005.

Gestione dei rischi finanziari⁽⁸⁾

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 in-

fluire 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 mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

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

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: (i) Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) 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, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di

(8) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nel "Fattore di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.



83942 / 199

Eni Finanziaria - Finanziaria - Annual Report 2016

Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategica, e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riverente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento. Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO 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 il 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 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 riverenti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO 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: a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. 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 vendite (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica, i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging; b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di

me



83942(800

rischio specifici (VaR, Suglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate da Eni Trading & Shipping 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).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/ copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, 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, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MIF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO 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 in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propone principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, 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, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 (Portafoglio espresso in Eur) e 2017 (Portafoglio espresso in USD). Nel 2018, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A-/A, entrambi in linea con i valori del 2017.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2018 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2017) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

{Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 21 giorni; intervallo di confidenza: 99%}

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	2,47	1,23	1,71	1,45	3,16	1,04	1,71	1,72
Tasso di cambio ^(a)	0,43	0,02	0,16	0,15	0,30	0,01	0,11	0,16

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

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

(€ milioni)	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portafoglio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	11,41		5,33		13,26		5,90	

(a) L'portafoglio consiste nell'unità di Business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originarie dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di 5LP nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consumarsi delle posizioni a fine periodo dell'orizzonte annuo passato.

83942/801

L'Esposizione Finanziaria è pari a 2.118

(Sensitivity - Delta: Value of 1 basis point - DVBP)

[€ milioni]	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica porta foglio euro ^(a)	0,35	0,25	0,29	0,25	0,41	0,27	0,35	0,27

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

[\$ milioni]	2018				2017			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica porta foglio USD ^(b)	0,04	0,01	0,02	0,02	0,04	0,02	0,03	0,03

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2012.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie avuto riguardo, tra l'altro, per queste ultime del modello di finanza accentrata adottato.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti strutturati sulle commodity oggetto del core business di Eni, ed esposizioni di natura finanziaria, sostanzialmente relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Scatoll o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione del WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'expected loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. ratio di expected loss) i valori della probability of default e della capacità di recupero (loss given default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, 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 per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

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 aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, 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. 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 2018 il programma risulta utilizzato per circa €16,7 miliardi (di cui Eni SpA €14,4 miliardi).

Handwritten notes:
 - A large arrow pointing from the 'Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria' section down to the 'RISCHIO DI LIQUIDITÀ' section.
 - The word 'concentrazione' written vertically along the arrow.
 - A circular stamp or mark at the bottom right of the arrow.

Handwritten initials: me



83942/802

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile 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 può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni; nel corso del 2018 Moody's, a seguito della riduzione del rating assegnato all'Italia (da Baa2 a Baa3 con outlook stabile), ha ridotto il rating Eni di un notch (da A3 all'attuale Baa1).

Nel 2018 sono stati emessi, nell'ambito del Gruppo, bond per un controvalore complessivo di circa €2,8 miliardi, di cui circa €1,1 miliardi (USD 1,25 miliardi) nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e circa €1,7 miliardi (USD 2 miliardi relativo ad Eni SpA) attraverso un'emissione

due-tranche sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2018, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €12.355 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.212 milioni, tutte scadenti oltre i 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

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

[€ milioni]	Anni di scadenza						Totale
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine	3.142	3.290	1.391	1.243	2.703	9.415	21.164
Passività finanziarie a breve termine	4.435						4.435
Passività per strumenti finanziari derivati	753	74	36	21		29	923
	6.340	3.364	1.427	1.264	2.703	9.444	26.542
Interessi su debiti finanziari	528	433	330	304	294	1.058	2.957
Garanzie finanziarie	62						62
	Anni di scadenza						Totale
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	
31.12.2017							
Passività finanziarie a lungo termine	1.987	3.713	2.815	1.396	1.243	9.639	20.793
Passività finanziarie a breve termine	4.245						4.245
Passività per strumenti finanziari derivati	505	81	14	10	17	39	666
	6.698	3.794	2.829	1.406	1.260	9.678	25.605
Interessi su debiti finanziari	485	446	349	247	223	1.062	2.812
Garanzie finanziarie	98						98

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

[€ milioni]	Anni di scadenza				Totale
	2019	2020-2021	2022	Oltre	
31.12.2018					
Debiti commerciali			4.972		4.972
Altri debiti e anticipi		663	28	26	714
		6.632	28	26	5.686
	Anni di scadenza				Totale
	2018	2019-2021	2022	Oltre	
31.12.2017					
Debiti commerciali			5.254		5.254
Altri debiti e anticipi		971	29	26	1.026
		6.225	29	26	6.280

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro

con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

03942/803

Ulteriori informazioni: Finanziaria 2018-2019

(€ milioni)	Anni di riferimento						
	Totale	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Contratti di leasing operativo non annullabili	2.233	366	329	285	219	208	886
Costi di abbandono e ripristino alt ^(a)	3.693	30	44	67	61	36	3.455
Costi relativi a fondi ambientali	744	154	152	107	91	41	199
Impegni di acquisto:	119.393	12.348	10.013	9.687	8.885	8.658	69.782
- Gas ^(b)							
- Take-or-pay	115.649	10.975	9.481	9.238	8.529	8.385	69.041
- Ship-or-pay	3.734	1.373	532	459	356	273	741
Altri impegni, di cui:							
- Memorandum di intenti Val d'Agri	115	8	1	1	1	1	104
- Altri	20						20
Totale	126.189	12.926	10.539	10.157	9.257	8.944	74.368

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

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

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €5,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti

committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di riferimento					
	Totale	2019	2020	2021	2022	2023
Impegni per progetti committed	3.220	984	989	657	403	387

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2018			2017		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	1	19		(51)	242	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(a)	154	(3)	(173)	123	(1)	(27)
Strumenti finanziari da detenere sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	6.100	33		5.793	(110)	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	18		(4)			
- Altre imprese disponibili per la vendita						
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	5.574	1		5.887	(195)	
- Crediti finanziari ^(e)	4.644	379		7.512	(354)	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	(5.632)	(50)		(6.225)	159	
- Debiti finanziari ^(e)	(25.693)	(613)		(24.962)	(729)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €116 milioni di proventi (oneri per €238 milioni nel 2017) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €37 milioni di oneri (proventi per €480 milioni nel 2017).

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

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

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €29 milioni di oneri (oneri per €149 milioni nel 2017) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €27 milioni di proventi (oneri per €46 milioni nel 2017).

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

me



342 / 2018

Informazioni sulle valutazioni al fair value

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

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

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2018 di Eni SpA sono classificate:

[€ milioni]	2018			2017		
	Livello 3	Livello 2	Livello 1	Livello 3	Livello 2	Livello 1
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	5.910	190	4.921	872		
Rimanenze - Certificati bianchi	13		54			
Strumenti finanziari derivati non di copertura		641		430		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		245		103		
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			18			
Altre attività finanziarie - Titoli	20		20			
Strumenti finanziari derivati non di copertura		108		154		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		84		51		
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		601		479		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		162		26		
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		147		156		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		13		5		

Nel corso dell'esercizio 2018 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

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

stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2018, a fronte di 6,01 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,36 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante [1,65 milioni di tonnellate di permessi di emissione] è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.



83942/805

Sui Rendiconti Finanziari Anno 2018

26 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

[€ milioni]	2018	2017
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliiferi	14.956	12.544
Gas naturale e GPL	10.568	10.834
Energia elettrica e utility	2.419	2.600
GNL	1.679	885
Greggi	751	739
Gestione sviluppo sistemi informatici	103	97
Vettariamento gas su rotte estere	68	69
Altre vendite e prestazioni	1.254	1.218
	31.785	28.986
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(2)
	31.785	28.984

[€ milioni]	2018
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	131
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligatorie soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	13
	144

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 18 - Altre passività

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

[€ milioni]	2018	2017
Accise su prodotti petroliferi	(8.563)	(8.530)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.876)	(1.693)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(476)	(444)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(226)	(200)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(123)	(198)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(7)
	(11.371)	(11.172)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

[€ milioni]	2018	2017
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	17	1.596
Locazioni, affitti e noleggi	57	58
Proventi per attività in joint venture	37	42
Indennizzi	20	4
Altri proventi	200	216
	331	2.316

me



83942 / 806

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti si riducono di €1.981 milioni a seguito della circostanza che nell'esercizio precedente era stata rilevata la plusvalenza relativa alla cessione dell'interest del 25% nell'A-

rea 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni). Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

27 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

[€ milioni]	2019	2017
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	24.004	20.304
Costi per servizi	5.282	6.248
Costi per godimento di beni di terzi	490	476
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	492	110
Variazioni rimanenze	120	(240)
Altri oneri	234	307
	30.622	27.205

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

[€ milioni]	2019	2017
Gas naturale	10.315	8.841
Materie prime, sussidiarie	8.845	7.595
Prodotti	3.862	3.169
Semilavorati	863	578
Materiali e materie di consumo	309	255
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(179)	(115)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(11)	(12)
	24.004	20.304

I costi per servizi riguardano:

[€ milioni]	2019	2017
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.820	2.531
Progettazione e direzione lavori	605	509
Trading fee per la produzione di energia elettrica	556	449
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	461	371
Manutenzioni	354	334
Trasporti e movimentazioni	311	300
Consulenza e prestazioni professionali	234	267
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	221	230
Costi di vendita diversi	159	218
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	145	451
Viaggi, missioni e altri	120	113
Servizi di modulazione e stoccaggio	83	126
Postali, telefoniche e pacchi radio	81	93
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	80	86
Compensi di lavorazione	21	25
Altri	863	906
	6.115	7.009
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(640)	(581)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(193)	(180)
	5.282	6.248



83942/2017

Eni - Finestra Finanziaria - Semestre 2018

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €129 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €490 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €161 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2017).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €492 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.20 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €234 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€121 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonalì, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€37 milioni).

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

(€ milioni)	2018	2017
1 anno	386	227
da 2 a 5 anni	1.041	417
oltre 5 anni	806	286
	2.233	930

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente contratti di "tolling fee" per la produzione di energia elettrica, 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.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Salari e stipendi	884	883
Oneri sociali	247	245
Oneri per benefici ai dipendenti	114	141
Costi personale in comando	39	46
Altri costi	18	1
	1.302	1.316
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(120)	(117)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(50)	(36)
- ricavi recuperati da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.128	1.159

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

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

(numero)	2018	2017
Dirigenti	625	641
Quadri	4.328	4.587
Impiegati	5.678	6.115
Operai	1.055	1.126
	11.686	12.269

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

me



83942/808

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 da assegnare 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 ("Peer Group")⁹ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento¹⁰; 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 delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in

servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione.

La determinazione del fair value 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 (€14,746, per l'attribuzione 2018; €13,81, per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (ca 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (ca 20% per l'attribuzione 2018; ca 25% per l'attribuzione 2017), 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).

I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017 e 2018, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €4,3 milioni (€0,3 milioni nel 2017) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €35 milioni e €40 milioni rispettivamente per il 2018 e il 2017 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Salari e stipendi	24	23
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	9	8
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	-	-
	35	40

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,6 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €374 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma

avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano sostituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

(9) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, B7, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, GIL, Royal Dutch Shell, Snam e Total.

(10) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una *of market condition*.



83942/88

Sal. Tribunale di Commercio Ancona 2018

28 : Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	1.616	1.682
Oneri finanziari	(1.879)	(2.698)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	33	(110)
	(230)	(1.126)
Strumenti finanziari derivati	(97)	480
	(327)	(646)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(459)	(563)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(69)	(70)
Interessi attivi su depositi e c/c	4	3
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	33	(110)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	45	50
Commissioni su attività di utilizzo linee di credito	(12)	(13)
	(458)	(703)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.270	1.127
Differenze attive da valutazione	162	316
Differenze passive realizzate	(1.037)	(1.252)
Differenze passive da valutazione	(267)	(740)
	106	(546)
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(42)	(44)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	114	144
Commissioni per servizi finanziari	35	32
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(4)	(25)
Altri proventi	6	10
Altri oneri	(19)	(30)
	90	87
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	30	40
	(230)	(1.126)

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

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €97 milioni, sono indicati alla nota n. 22 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

me



83942/810

29 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2016	2015
Dividendi	4.851	3.061
Altri proventi	77	153
Totale proventi	4.928	3.214
Svalutazioni e altri oneri	(1.239)	(512)
	3.689	2.702

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2016	2015
Dividendi		
Eni International BV	3.716	2.569
Eni Investments Pte	436	
Versalis SpA	304	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	74	87
Eni Trading & Shipping SpA	73	111
Eni Finance International SA	69	
EniPower SpA	60	100
Ecofuel SpA	35	65
Eni Insurance DAC	35	
EniProgetti SpA	18	5
Floaters SpA	17	19
Transmediterranean Pipeline Ltd	7	9
Eni Gas & Power NV		72
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA		12
Transmed SpA	3	3
Altre	5	7
	4.851	3.061
Altri proventi		
Ripresa di valore LNG Shipping SpA	57	
Ripresa di valore Floaters SpA	18	
Ripresa di valore Eni Mediterranean Hydrocarbon SpA	2	
Ripresa di valore Eni Gas & Power NV		134
Ripresa di valore Eni Mediterranean Hydrocarbon SpA		11
Proventi su cessione Italgas SpA		8
	77	153
Totale proventi	4.928	3.214



83942/811

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2018

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
Svalutazioni		
Eni Investments Plc	476	
Versalis SpA	258	
Syndial SpA	202	210
Raffineria di Gela SpA	124	92
Eni Petroleum Co Inc	102	
EniProgetti SpA	27	47
Unión Fenosa Gas SA	15	84
Servizi Aerei SpA	8	4
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7	6
Eni Mozambico SpA	4	5
Eni New Energy SpA	4	
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	3	16
Società Petroliera Italiana SpA	3	
Eni West Africa SpA		4
LNG Shipping SpA		41
Altre minori	1	3
	1.234	512
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	5	
	5	
Totale oneri	1.239	512

30 | Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2018	2017
- IRES	33	(10)
- IRAP		(1)
Addizionale Legge n. 7/09		(61)
Totale imposte correnti	33	(72)
Imposte differite	4	(12)
Imposte anticipate ^(a)	(38)	138
Totale imposte differite e anticipate	(34)	126
Totale imposte estere	(5)	(311)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(6)	(257)
Imposte correnti relative alle joint operation	(3)	(42)
Imposte anticipate (differite) relative alle joint operation	6	128
Totale imposte sul reddito joint operation	3	86
	(3)	(171)

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 - Attività per imposte anticipate.

L'ultimo esercizio definito ai fini fiscali è il 2013 salvo eventuali conseguenze ai fini IRES, IRAP e IVA derivanti dai rilievi contenuti nel Processo

Verbale di Costatazione del 24 aprile 2018 riguardante accise sui prodotti energetici per i periodi d'imposta 2008-2017.



ne



83942/812

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

(€ milioni)	2018		2017	
	Valore	Aliquota	Valore	Aliquota
Utile prima delle imposte	3.176	24,00%	762	24,00%
Differenza tra valore e costi della produzione	(186)	5,00%	1.701	5,00%
Aliquota teorica		24,00%		24,00%
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione		-34,82%		-19,57%
- cessioni per				-12,00%
- effetti imposte Joint Operation				-2,29%
- perdite fiscali società consociate		-1,70%		-1,36%
- svalutazioni/rialutazioni partecipazioni		9,32%		2,34%
- svalutazione anticipate		3,12%		0,37%
- imposte estere cessione Mozambico				8,01%
- addizionale IRES Legge 7/2009				1,62%
- altre variazioni		0,17%		2,43%
Aliquota effettiva		0,09%		4,55%

Questa differenza è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con un effetto sul tax rate del 34,82%.

31 | Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

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

(€ milioni)	2018	2017
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	24	24
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	24	24
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	287	337

32 | Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
- 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. 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;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni

SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2018 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€3 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€4 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€22 milioni).

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 dell'ordinaria gestione.



83942/813

Eni Refinazione Petroli e Prodotti 2018

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

Esercizio 2018

Denominazione	[€ milioni]	31.12.2018					2018		
		Crediti verso attività	Debiti verso attività	Debiti verso attività	Debiti verso passività	Salari	Esigibili	Ricambi	Salvato in commodity
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		2				13.746		6	
Agip Karachaganek BV		4	1			3.016	1	14	
Agip Oil Ecuador BV		1				435		3	
Ecofuel SpA		6	16			8	200	3	
Eni Abu Dhabi BV		9	1			34.918	1	10	
Eni AEP Ltd						102			
Eni Algeria Exploration BV		2				65		4	
Eni Angola SpA		33				2.988		49	
Eni Austria GmbH		11				12		134	
Eni Congo SA		30						56	
Eni Deutschland GmbH		42	9			23	104	750	
Eni Finance International SA		2		84	41			4	
Eni France SARL		3				55	38	14	
Eni Fuel SpA		268	44			32	10	1.757	
Eni Gas & Power France SA		215				79		845	
Eni gas e luce SpA		480	189	62	43	544	(27)	1.885	22
Eni Insurance Designated Activity Company		98	1			174	24	21	
Eni International DV		1				175		3	
Eni Lasso plc						565			
Eni Mediterraena Idrocarburi SpA		23	34			6	265	108	
Eni México S. de RL de CV		22	2			262	1	50	
Eni Mozambique Engineering Ltd		6	22				112	17	
Eni Muara Bakau BV		12	34				382	14	
Eni Norge AS							116	32	
Eni North Africa BV		17	22			64	290	30	
Eni Pakistan (M) Limited SACL						52			
Eni Petroleum US LLC						253			
Eni Suisse SA		12					15	160	
Eni Trading & Shipping SpA		1.102	1.313	772	680	4.270	9.379	4.306	480
Eni Trading & Shipping Inc						533			
Eni ULC Ltd						221			
Eni US Operating Co. Inc.						692		2	
Eni USA Gas Marketing LLC						1.260			
EniPower Mantova SpA		5	51			6	138	18	
EniPower SpA		35	213			13	433	75	
EniProgetti SpA		18	92			7	135	22	
EniServizi SpA		15	26			10	136	39	
Floater SpA		1	18			2	55	3	
Geoc Exploration BV		38	4				1	93	
LNG Shipping SpA		5	5			6	60	3	
Nigerian Agip Oil Co Ltd		15				72		45	
Raffineria di Gela SpA		3	4			143	28	15	
Syndial SpA		25	165			755	356	43	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		19	81				376	59	
Versalis France SAS						94			
Versalis SpA		178	63	3		608	156	860	16
Altre (*)		147	89	1		410	180	374	
		2.906	2.508	922	764	66.376	12.915	12.526	488

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



ne



83942/8A4

Denominazione	[Emilioni]	31.12.2018				2018				
		Costi attivi	Debiti passivi	Debiti attivi	Debiti passivi	Costi ^(a)	Debiti ^(b)	Debiti passivi		
Imprese collegate e a controllo congiunto										
Angafa LNG Supply Services Ltd							177			
Coraf FLNG SA		13						62		
Gruppo Saipem		6	20			293	66	6		
Società EniPower Ferrara Srl		4	45			10	113	17		
Unión Fenosa Gas SA						57		123		
Vår Energi AS		11	11			218				
Altre ^(*)		17	5			1	52	22		
		51	81			1.256	251	230		
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel		7	5				68	92		
Gruppo Snam		234	284				1.183	106		
Gruppo Tema		7	9				57	17	8	
GSE - Gestore Servizi Energetici		50	29				477	535		
Altre imprese a controllo statale ^(*)		20	10				15	34		
		328	387				1.801	784	8	
Fondi pensione e fondazioni										
			2				29			
		3.285	2.979	922	764	67.632	14.996	13.540	506	

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

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

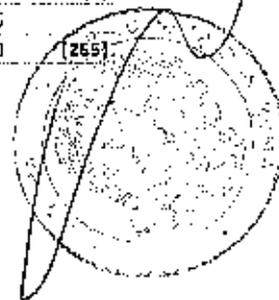
(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

83942/815

Esercizio 2017

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017					2017		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ⁽¹⁾	Ricavi ⁽¹⁾	Derivati su commodities
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	2				13.120			3
Agip Karachaganak BV	10				2.881	1	17	
Agip Oil Ecuador BV	2				131			4
Ecofuel SpA	7	12	1		8	184		3
Eni AEP Ltd					97			
Eni Angola SpA	28				2.853			57
Eni Austria GmbH	4				12			100
Eni Congo SA	27							69
Eni Deutschland GmbH	84	9			2	106	697	
Eni Finance International SA	2		63	94		(1)		3
Eni France Sàrl	2				55	82		10
Eni Fuel SpA	226	43			44	12	1.417	
Eni Gas & Power France SA	248				35			836
Eni Gas & Power NY						9		183
Eni gas e luce SpA	538	286	1	2	594			842
Eni Insurance Designated Activity Company	203	4			492	24		4
Eni Lasso plc					539			
Eni Mediterraneo Idrocarburi SpA	25	58			6	225		90
Eni México S. de RL de CV	8	1			262			18
Eni Mozambique Engineering Ltd	6	29				102		14
Eni Norge AS	13	10		2	221	88		33
Eni North Africa BV	19	12			61	137		39
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl					30			
Eni Suisse SA	10	2				19		112
Eni Trading & Shipping SpA	1.127	1.550	431	409	2.513	8.399	3.820	(264)
Eni Trading & Shipping Inc					391			
Eni UK Ltd					210			
Eni USA Gas Marketing LLC	2	1			1.530			
EniPower Mantova SpA	4	8			6	97		24
EniPower SpA	20	182			24	361		60
EniProgetti SpA	19	91			7	130		19
EniServizi SpA	15	18			10	121		34
Floaters SpA	2	13			2	50		3
Isac Production BV	65	3				1		124
Nigerian Agip Oil Co Ltd	23				68			33
Raffineria di Gela SpA	7	19			143	29		18
Syndial SpA	22	148			765	245		33
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	16	150				358		59
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	185	43	1	2	1.017	156	697	(2)
Altre ^(*)	174	133	1		1.248	308	425	
	3.146	2.839	498	508	34.199	11.242	9.890	(265)

Eni e la ricerca e l'attività sono in corso



me



83942/816

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017					2017		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costo ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese collegate e Joint venture								
Gruppo Saipem	11	21			7.273	42	6	
Società EniPower Ferrara Srl	3	7			10	98	23	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA						1	99	
Unión Fenosa Gas SA					57	2	104	
Altre ^(c)	37	4			1	54	61	
	54	32			7.341	197	273	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	3	6				337	151	
Gruppo Italgas	8	1			1	372	9	
Gruppo Snam	183	351				1.221	83	
Gruppo Terna	7	6				78	29	16
GSE - Gestore Servizi Energetici	47	54				308	679	
Altre imprese a controllo statale ^(c)	30	11				26	9	
	293	429			1	2.342	960	16
Fondi pensione e fondazioni								
		2				25		
	3.480	3.902	498	508	41.541	13.807	11.123	(249)

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

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

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

83942/817

Eni Bilancio Consolidato Annuale 2016

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

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Gas e Luce SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Unión Fenosa Gas SA, Unión Fenosa Gas Comercializadora SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Gas e Luce SpA, EniPower SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA ed Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Agip Caspian Sea BV, Coraf FLNG SA, Eni Angola SpA, Eni Congo SA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, leoc Production BV, Nigerian Agip Dil Co Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FP50 impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;

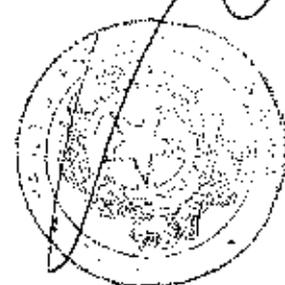
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede la consegna in conto lavorazione del gas e fa messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Syndial SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

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

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

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

- la vendita di gasolio, la vendita di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali e la vendita di prodotti petroliferi a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema 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;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione del gas dal 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.



me



83942/818

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

Esercizio 2018

Denominazione	[Miliardi]	31.12.2018			2018		
		Credito	Debito	Saldo	Credito	Debito	Saldo
Imprese controllate							
Banque Eni SA		493					3
Eni Adfin SpA (in liquidazione)			203				
Eni Finance International SA		2.629	514	26.665	18	108	188
Eni Finance USA Inc				3.231		1	
Eni gas e luce SpA		382	179			20	
Eni Hewett Ltd				74			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		165	8			1	
Eni Trading & Shipping SpA		232	960	1.603		29	
Eni Trading & Shipping Inc			8	73			
EniPower SpA			279				
EniProgetti SpA		85	11				
LNG Shipping SpA			229				
Raffineria di Gela SpA		229				1	
Serfactoring SpA		146	21			1	
Sydial SpA		1	1.931	39		4	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		84	7			2	
Versalis SpA		506	20	15		4	5
Altre ^(*)		119	350	57	1	10	15
		5.070	4.720	31.757	19	181	211
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl		62	4			1	
Altre ^(*)		12	15	20		6	
		74	19	20		7	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale ^(*)			8				
			8				
		5.144	4.747	31.777	19	188	211

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

83942/818

GRUPPO ENI - BILANCIO CONSOLIDATO 2018

Esercizio 2017

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017				2017		Discontinued Operations
		Crediti	Debiti	Garanzia	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate								
Banque Eni SA		364	52				(2)	
Eni Adfin SpA (in liquidazione)			211					
Eni Finance International SA		5.282	381	26.736	25	158	(370)	
Eni Finance USA Inc				2.894		1		
Eni gas e luce SpA		736				13		
Eni Howett Ltd				68				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		177	1			2		
Eni Trading & Shipping SpA		168	602	2.027		17	1	
Eni Trading & Shipping Inc			13	76				
EniPower SpA			209					
EniProgetti SpA		76	12			1		
LNG Shipping SpA		3	188					
Raffineria di Gela SpA		145	3			1		
Serfacoring SpA		159	14			1		
Servizi Fondo Bombeole Metano SpA		60	8			1		
Syndial SpA			2.065	39		2		
Tigaz-DSQ Földgázelosztó Kft		159						
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		256	2			3	(1)	
Versalis SpA		70	150	15		3	3	
Altre ^(*)		145	334	40	1	9	20	
		7.800	4.256	31.815	26	212	(349)	
Imprese collegate e joint venture								
Gruppo Saipem				56		10		
Società EniPower Ferrara Srl		76	28			1		
Altre ^(*)		27	20			1		
		103	48	56		15		
Imprese controllate dallo Stato								
Altre imprese a controllo statale ^(*)					3			
					3			
		7.903	4.304	31.971	29	227	(349)	

[*] Per rapporti di importo netto inferiore a €50 milioni.

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

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le

condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 25 - Garanzie, Impegni e rischi.

ne



83942 | 820

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

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

(€ milioni)	31.12.2018			31.12.2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.654	503	5,21	6.214	368	5,92
Altre attività finanziarie correnti	2.689	2.686	99,89	2.700	2.692	99,70
Crediti commerciali e altri crediti	5.574	3.123	56,03	5.887	3.467	58,89
Altre Attività correnti	1.013	791	78,08	693	378	54,55
Altre Attività finanziarie non correnti	1.975	1.954	98,94	4.832	4.812	99,59
Altre Attività non correnti	565	294	52,04	481	164	34,10
Passività finanziarie a breve termine	4.435	4.234	95,47	4.246	3.923	94,62
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.278	7	n.s.	1.973	...	n.s.
Debiti commerciali e altri debiti	5.632	2.801	51,51	6.225	3.156	50,70
Altre passività correnti	1.448	700	48,34	872	511	58,60
Passività finanziarie a lungo termine	18.070	506	2,80	18.843	381	2,02
Altre passività non correnti	787	142	18,04	881	143	16,23

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

(€ milioni)	2018			2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	31.795	13.296	41,82	28.984	10.939	37,74
Altri ricavi e proventi	931	127	13,67	2.316	77	3,32
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	30.622	14.876	48,58	27.205	13.711	50,40
Altri proventi (oneri) operativi	113	505	n.s.	(239)	(249)	n.s.
Proventi finanziari	1.615	188	11,63	1.682	227	13,50
Oneri finanziari	1.879	19	1,01	2.698	29	1,07
Strumenti finanziari derivati	(97)	211	n.s.	480	(349)	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	3.689	...	n.s.	2.702	...	n.s.

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

(€ milioni)	2018	2017
Ricavi e proventi	14.282	12.107
Costi e oneri	(14.961)	(14.859)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(229)	188
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(53)	(137)
Interessi	151	186
Flusso di cassa netto da attività operative	(810)	(2.315)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(59)	(32)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(14)	...
Variazione crediti finanziari	2.905	(1.171)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	2.832	(1.203)
Variazione debiti finanziari / crediti finanziari non strumentali	215	3.153
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.115	3.153
Totale flussi finanziari verso entità correlate	2.237	(365)



83942/82A

Eni - Bilancio Consolidato - Anno 2018

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

2018	2017		Incidenza %	2017		Incidenza %
	Totale	Entità correlate		Totale	Entità correlate	
Flusso di cassa da attività operativa	4.913	(810)	n.s.	3.281	(2.315)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	1.180	2.832	n.s.	(1.006)	(1.203)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.653)	215	n.s.	(642)	3.153	n.s.

83 | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125, della Legge n. 124/2017, di seguito sono indicate le erogazioni ricevute da parte di enti ed entità pubbliche italiani; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società, direttamente o indirettamente, controllata dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a beneficiari italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di

associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali nonché a favore di fondazioni, o organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate. Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di atti.

Al sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del DL 135/2018, convertito con modificazioni dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetta beneficiaria	Importo di erogazione in contanti (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei	4.403.686
Eni Foundation	3.389.982
Fondazione Teatro alla Scala	3.052.192
Fondazione Giorgio Cini	1.000.000
WEF - World Economic Forum	260.586
Comitato Sistema Centro Italia - Confindustria, CGL, CISL e UIL - Fondo di solidarietà per le popolazioni Centro Italia	242.326
Council on Foreign Relations	83.358
Atlantic Council of the United States, Inc.	81.307
World Business Council for Sustainable Development	72.805
Associazione Pionieri e Veterani Eni	52.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	51.588
Bruegel	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
Italiadecide	35.000
Fondazione Camera Centro Italiano per la Fotografia	33.000
Istituto Giannina Gastini	30.000
Center for Strategic & International Studies	25.687
Institute for human rights and business (IHRB)	22.586
Associazione CIVITA	22.000
Foreign Policy Association - USA	21.985
The Metropolitan Museum of Art	15.760
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Fondazione Human Foundation Giving and Incentiving Onlus	20.000
Global Reporting Initiative	14.000
Legg Italiana Fibrosi Cistica Lazio Onlus	10.000

NE



83942/822

34 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2018.

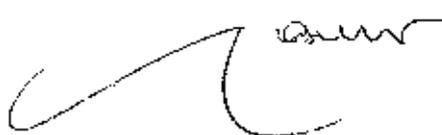
35 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

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

36 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Accordo con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi per l'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining che opera il complesso di raffinazione di Ruwais e di Abu Dhabi della capacità di oltre 900 mila barili/giorno. Il corrispettivo dell'operazione è di \$3,3 miliardi, al netto del debito e dei possibili aggiustamenti al closing. L'operazione prevede inoltre la costituzione di una nuova joint venture dedicata alla commercializzazione dei prodotti petroliferi che sarà costituita con la partecipazione di Eni al 20%.

A fronte dell'accordo Eni ha rilasciato una Parent Company Guarantee per un importo di 3,3 miliardi di USD a favore della società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) a garanzia degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement. Eni rafforzerà così ulteriormente la resilienza del proprio business di raffinazione, riducendo a regime il margine di raffinazione di breakeven del 50%, a circa 1,5 \$/barile.



83942/823

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

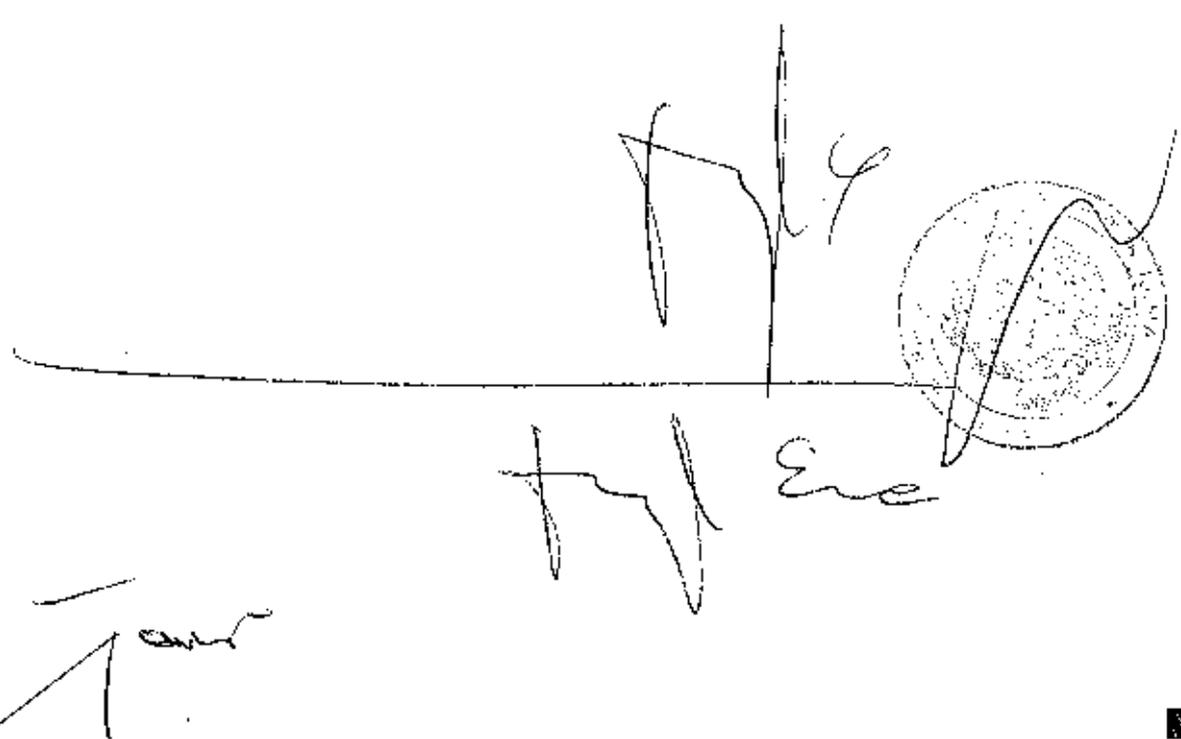
- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2018 di Eni SpA che chiude con l'utile di 3.173.442.590,70 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 3.173.442.590,70 euro, che residua in 1.660.963.734,84 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di 0,42 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 13 settembre 2018, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 5, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 2.132.000 euro;
 - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,41 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di 0,42 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2018 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,83 euro per azione; il pagamento del saldo dividendo 2018 di 0,41 euro il 22 maggio 2019, con data di stacco il 20 maggio 2019 e "record date" il 21 maggio 2019;
 - l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

14 marzo 2019



per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia



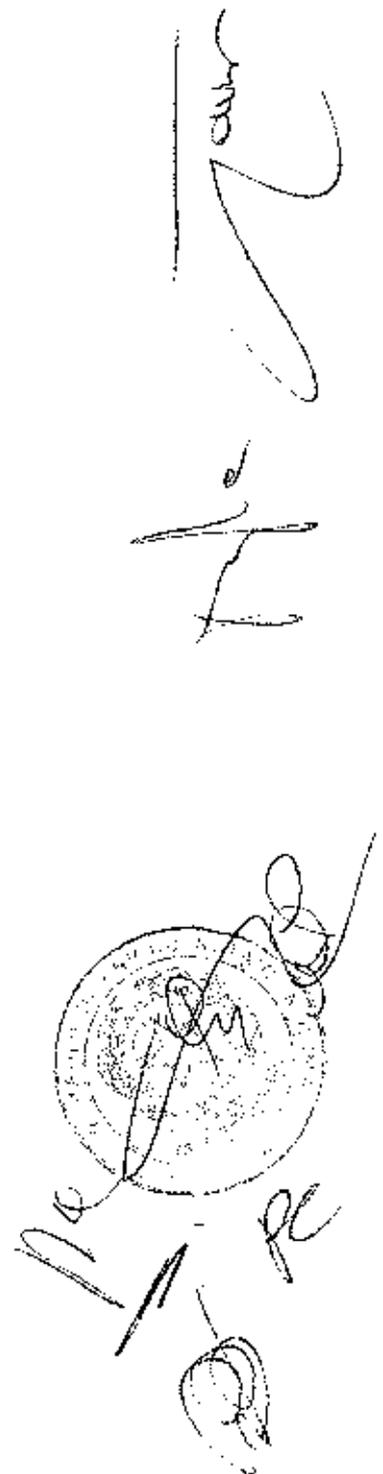
PAGINA ANNULLATA

"RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA
DEGLI AZIONISTI AI SENSI DELL'ART. 153 D. LGS. 58/98 E
DELL'ART. 2429, COMMA 2, C.C."

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale nominato per il triennio 2017-2018-2019 dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 aprile 2017.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi enunciati nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Autodisciplina. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.lgs. 17



The image shows a handwritten signature in black ink, which appears to be 'G. Di Stefano'. Below the signature is a circular stamp with a textured border. The stamp contains the text 'COLLEGIO SINDACALE ENI' around the perimeter and 'G. Di Stefano' in the center. The signature overlaps the stamp.

83942(825

luglio 2016, n.135.

Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2018 il Collegio si è complessivamente riunito 25 volte sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una singola riunione. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione. Inoltre nel 2018 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo, di cui ha successivamente riferito al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*". Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2018: i) ha partecipato nella sua interezza o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato

Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza; ii) ha partecipato, nell'ambito delle specifiche iniziative di induction e formazione svolte per il Collegio Sindacale e per il Consiglio di Amministrazione, alle visite ai laboratori delle aree operative "upstream" e "Energy Solution" e all'impianto di Zohr in Egitto. Inoltre, in attuazione della raccomandazione contenuta nella Comunicazione Consob del 20 febbraio 1997 che prevede la figura del "Sindaco di Gruppo", ripresa anche dalle "Norme di comportamento del collegio sindacale di società quotate", alcuni Sindaci di Eni SpA hanno assunto incarichi sindacali in società di Eni.

In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del luglio 2018 cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 febbraio 2019.

Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;

- ha espresso parere favorevole sulla delibera assunta in data 17 gennaio 2019 dal Consiglio di Amministrazione, ai sensi del Modello Organizzativo 231 di Eni, sulla proposta formulata

83942/827

dall'Amministratore Delegato d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, sull'avvicendamento di un componente interno dell'Organismo di Vigilanza.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per l'esercizio precedente, anticipando a questo proposito quanto ora previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili nell'ultima edizione dell'aprile 2018, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio operato.

Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Egon Zehnder) per rafforzarne l'obiettività, ha innanzitutto confermato l'idoneità di tutti i Sindaci sulla base dei requisiti richiesti dalla normativa italiana e statunitense applicabile ad Eni in quanto quotata al NYSE. In particolare sono stati valutati positivamente la diversità di genere presenti nell'attuale composizione del Collegio e gli altri aspetti di diversità rilevanti anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 2, lett. d-bis del TUF. Quanto al funzionamento, l'azione del Collegio è risultata efficiente per la assidua presenza dei Sindaci alle riunioni del Collegio nonché per la costante partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari, per la rilevanza e la selettività dei temi trattati, per la pianificazione delle attività oltreché per l'adeguato supporto informativo ricevuto.



L'attività del Collegio è risultata altresì efficace per la fluida interazione con il Consiglio di Amministrazione, con i vari comitati endoconsiliari, con gli altri soggetti rilevanti per il funzionamento del sistema di controllo interno e con i Collegi Sindacali delle principali società controllate. Hanno inoltre contribuito all'efficacia dell'azione del Collegio le iniziative di conoscenza dei singoli business avviate dalla Società. Il Collegio ha altresì svolto i compiti che allo stesso competono quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile e in particolare le specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste a partire dall'esercizio 2017 dall'art. 19 del D.lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, così come modificato dal D.lgs. 17 luglio 2016, n. 135. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state altresì ripercorse e valutate positivamente le attività svolte in tale ruolo.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico,

83942/829

finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio la società non ha acquistato azioni proprie;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) "*Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate*", emessa il 18 novembre 2010 e da ultimo aggiornata il 4 aprile 2017, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre nella riunione del 17 gennaio 2019, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento e senza individuare necessità di modifica o aggiornamento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione finanziaria annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere

83942/830

con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di

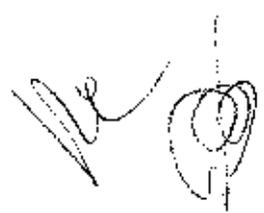
03942/831

legge. Inoltre, la società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva per il Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014.

Sempre in data odierna la società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel FORM 20F che Eni deve depositare presso la SEC quale foreign issuer quotato al NYSE. Sempre nel FORM 20F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

In data 13 settembre 2018 la Società di revisione legale ha rilasciato il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in pari data.

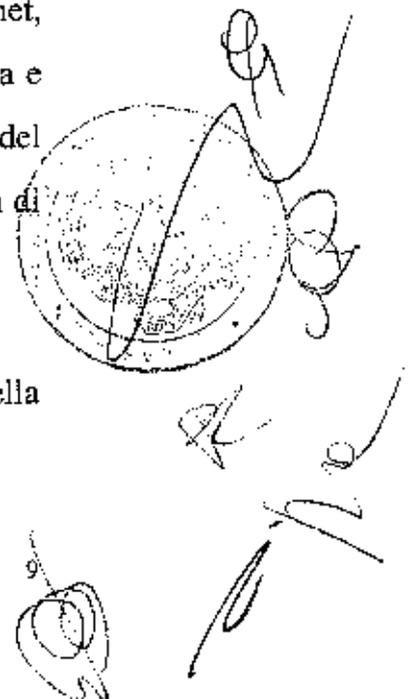
Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di



informazioni sulla diversità e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto ed agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale EY e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Alla EY non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni. I servizi consentiti diversi dalla revisione sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale, che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento EU 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate dalla EY e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della EY.

Il Collegio Sindacale ha tenuto riunioni con i responsabili della



83942/833

Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali ha ricevuto aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. Nel corso di tali riunioni e dallo scambio informativo avuto con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

L'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2018 ha deliberato il conferimento dell'incarico di revisione legale per il periodo 2019-2027 alla società PricewaterhouseCoopers S.p.A., sulla base della raccomandazione motivata presentata dal Collegio Sindacale al Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 16 del Regolamento Europeo 537/2014.

Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della PricewaterhouseCoopers (PwC) per monitorare il processo di induction del nuovo revisore - condotto dalla Direzione Amministrativa - ed essere informato sulle attività svolte relative essenzialmente alla comprensione delle attività, dei processi e dei sistemi di Eni nonché all'analisi delle principali tematiche di accounting e valutative. Il Collegio ha inoltre ricevuto informativa sull'evoluzione dei sistemi tecnologici di Eni finalizzati ad una maggiore efficienza dell'attività di revisione nonché sui principali rischi rilevanti preliminarmente individuati dal nuovo revisore alla luce delle attività di familiarizzazione e approfondimento svolte. Il Collegio

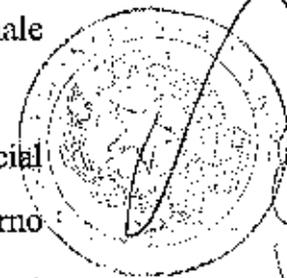


ha condiviso con PwC la necessità di un sistematico scambio informativo fondamentale per assicurare il corretto ed efficace espletamento dei rispettivi compiti e responsabilità. Il Collegio ha inoltre monitorato il processo di affidamento dell'incarico al nuovo revisore da parte delle società controllate italiane ed estere.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante:

- i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- ii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali, tra l'altro, sono state rappresentate le attività di analisi e gli interventi sui processi, sull'organizzazione e sui sistemi informativi connessi con l'implementazione del nuovo principio contabile internazionale in materia di leasing (IFRS 16);
- iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze



significative e per quelle non significative rilevate sono definite le relative azioni correttive;

iv) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:

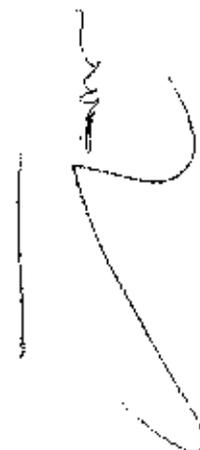
- monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti del Risk Assessment Annuale del portafoglio complessivo -- dei rischi Eni sulla base di un processo che ha coinvolto 80 società controllate in 27 Paesi. In particolare è stato fornito un focus sulle principali azioni di monitoraggio e di mitigazione attuate su alcuni Top Risk, tra cui il rischio di incidenti rilevanti agli asset upstream, il rischio credit&financing (partner upstream), l'instabilità politica e sociale di alcuni Paesi in cui opera Eni ed infine il rischio relativo ai Contratti Long Term di GLP;
- esiti delle analisi "What if" sul rischio Climate Change e sul rischio Paese volte a verificare la resilienza economico-finanziaria delle attività di raffinazione green di R&M e delle attività Eni in Egitto sulla base dei relativi obiettivi del piano strategico 2019-2022;
- attività progettuali svolte in materia di rischi e specificamente volte a monitorare il "Reputational Risk", l'"Integrated Country Risk" e l'effetto di de-risking derivante dall'implementazione delle iniziative digitali in atto, cd. "Digital Transformation";

83942/826

- v) l'esame della Relazione dell'Internal Audit sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi Eni;
- vi) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit;
- vii) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa sistematicamente al Collegio dalla Direzione Affari Legali;
- viii) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni;
- ix) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione *“Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione”* della presente Relazione;
- x) i rapporti informativi con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management per l'individuazione dei principali rischi strategici,

83942/837

- operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;
- xi) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;
- xii) il monitoraggio degli sviluppi dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (descritti nella sezione "Contenziosi" della relazione finanziaria annuale) tra cui:
- quello relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane. Il processo è in corso presso la X sezione penale del Tribunale di Milano nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, di due funzionari Eni oltrechè di terzi. In relazione a questa vicenda il Collegio Sindacale, insieme all'Organismo di Vigilanza, ha conferito ad un primario studio internazionale indipendente da Eni ed esperto di anticorruzione l'incarico di verificare sulla base delle informazioni disponibili eventuali evidenze di comportamenti corruttivi riconducibili ad Eni. Al termine dell'incarico affidato nel 2014 e rinnovato nel 2017 in occasione delle ulteriori informazioni rese disponibili con la chiusura delle indagini, il consulente ha confermato che dalle analisi svolte non sono



emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società o ad essa riconducibili;

- il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'ex Chief Development, Operation & Technology Officer Eni e di un altro dipendente Eni, per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner nelle iniziative minerarie locali. Con riferimento a tale procedimento che è nella fase di indagini preliminari, il Collegio Sindacale ha affidato, congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e con l'Organismo di Vigilanza di Eni, un incarico *forensic* per lo svolgimento di una verifica interna sui fatti oggetto di indagine. Da tali attività, allo stato non ancora concluse, non sono emersi elementi circa il coinvolgimento di dipendenti Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura;
- il procedimento su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria relativamente al quale è intervenuta la sentenza di primo grado che assolve, perché il fatto non sussiste, Eni ed il suo Amministratore Delegato pro tempore, oltre ai due funzionari Eni coinvolti. Avverso la sentenza è stato proposto appello da parte della Procura di Milano;
- le indagini in corso da parte della Procura di Milano che coinvolgono, fra gli altri, un ex consulente legale esterno e l'ex Chief Legal and Regulatory Officer di Eni, attualmente Chief

83942/829

Gas & Lng Marketing and Power Officer. Come più dettagliatamente descritto nella sezione contenziosi della Relazione Finanziaria annuale cui si rinvia, l'indagine ha ad oggetto un'ipotesi di reato associativo finalizzato ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria di cui si dà notizia nella presente Relazione e più dettagliatamente nella predetta sezione Contenziosi. A questo proposito l'attività di vigilanza del Collegio si è svolta parallelamente a quella di verifica della società secondo due direttrici fondamentali. La prima volta a verificare le azioni poste in essere dalla società per la verifica di eventuali evidenze del coinvolgimento di dipendenti Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La seconda finalizzata a valutare la complessiva tenuta del processo di *legal procurement* al fine di consentire l'espressione del giudizio sul sistema di controllo interno. In particolare con riferimento al primo aspetto il Collegio ha monitorato le diverse iniziative di verifica condotte dalla Società sul complessivo rapporto intercorso con il legale oggetto di indagine e con suoi colleghi/collaboratori. A questo proposito, oltre all'analisi svolta dall'audit interno, un primo incarico è stato affidato dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Organismo di Vigilanza, sentito il Collegio Sindacale, ad un soggetto terzo indipendente per condurre una verifica di tipo forensic dei documenti e dei

83942/840

fatti rilevanti rispetto alla vicenda in oggetto. Un secondo incarico è stato affidato dal Consiglio di Amministrazione a due consulenti legali esterni per una complessiva valutazione di tale rapporto anche sulla base degli esiti del primo incarico. Da questo punto di vista entrambe le predette iniziative di verifica si sono concluse senza rilevare evidenze di un coinvolgimento di dipendenti Eni nei fatti oggetto di indagine. Per quanto attiene alla seconda direttrice dell'attività di vigilanza, il Collegio ha rilevato che dalle predette iniziative di verifica sono emerse alcune carenze nelle attività del processo di *legal procurement* e nei relativi controlli. A tali carenze la Società ha reagito sia sul piano delle responsabilità aziendali, sia ridefinendo il disegno, sia rafforzando l'operatività dei controlli per quanto in particolare attiene alla tracciabilità delle attività nelle fasi di selezione dei consulenti, attribuzione degli incarichi e liquidazione dei corrispettivi. Su questi aspetti il Collegio ha altresì interagito con il Dirigente Preposto e con la Società di revisione condividendo l'opportunità di integrare il programma di revisione con un'attività di audit specifica sul processo di *legal procurement* finalizzata anche alla verifica dell'efficacia delle azioni correttive definite dalla Società. Gli esiti dell'attività di revisione sono stati tali da confermare tale efficacia già per la valutazione del sistema di controllo interno relativo all'esercizio 2018, considerando peraltro che i volumi del processo in oggetto sono al di sotto della soglia di

83942 (361)

materialità definita ai fini della valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo stesso. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob alla quale il Collegio ha fornito un costante aggiornamento della propria attività di vigilanza;

- il procedimento penale relativo ad una indagine per reati ambientali iniziata nel 2014 e conclusa nel 2017 e che coinvolge, tra gli altri, Versalis SpA ai sensi del D.Lgs. 231/01.
- ... Nell'ambito di tale procedimento in data 20 febbraio 2019 è stato notificato Decreto di sequestro preventivo dello stabilimento Versalis di Priolo Gargallo, annullato nel successivo mese di marzo.

La section 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura "*Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero*", da ultimo il 4 aprile 2019, in sostituzione della previgente procedura approvata dal Collegio il 4

83942/842

aprile 2017. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno e gestione dei rischi (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi) o altre materie in violazione del Codice Etico inoltrate da persone Eni e terzi, anche in forma confidenziale o anonima. La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa. A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2018 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2018 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 81 fascicoli di segnalazioni (73 nel 2017), di cui n. 69 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (58 nel 2017) e 12 relativi ad altre materie (15 nel 2017). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2018 sono stati chiusi n. 79 fascicoli (83 nel 2017), di cui n. 65 (61 nel 2017) afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 14 (22 nel 2017) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 65 fascicoli afferenti il sistema

83942/863

di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 11 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (8 nel 2017), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 26 fascicoli (26 nel 2017) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 28 fascicoli (27 nel 2017), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2018, restavano aperti n. 21 fascicoli (19 al 31 dicembre 2017), di cui n. 20 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (16 al 31 dicembre 2017) e 1 relativo ad altre materie (3 nel 2017). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.lgs. 58/98, tramite:

(1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e

Handwritten signature and initials on the right side of the page, including a large stylized signature and some smaller initials below it.

Handwritten signature and initials at the bottom right of the page, including a large stylized signature and some smaller initials below it.

Handwritten signature at the bottom center of the page.

83942/864

dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate rilevanti ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi dei D.lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2018 ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Con riferimento, infine, alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2018, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del Sistema di Controllo Interno Eni sull'Informativa

The right side of the page contains several handwritten signatures and initials. At the top is a large, stylized signature. Below it is another signature, followed by the initials 'EY'. Further down is a circular stamp with a signature inside it. At the bottom are more initials, including 'PC' and 'MC', and another signature.

83942/805

Finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi è pervenuta n. 1 denuncia ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile. La denuncia è collegata ad uno dei principali procedimenti giudiziari illustrati nella Relazione Finanziaria la cui evoluzione è oggetto di continuo monitoraggio da parte del Collegio Sindacale come rappresentato nella sezione "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile" della presente Relazione. Il Collegio ha approfondito la denuncia ricevuta anche mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti e ad esito di tali approfondimenti non ha riscontrato, allo stato, elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate, ritenendo adeguate le analisi condotte dalla società e le azioni poste in essere.

Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2018 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di

Me

83942/846

Amministrazione.

5 aprile 2019

Rosalba Casiraghi



Enrico Maria Bignami



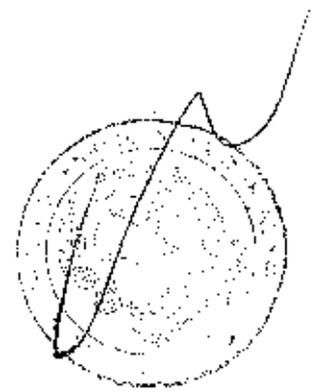
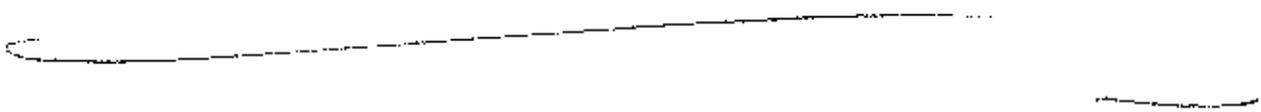
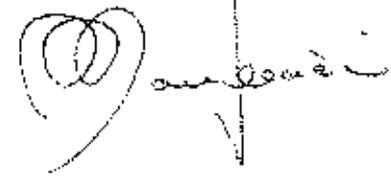
Paola Camagni



Andrea Parolini



Marco Seracini





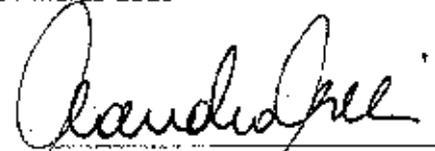
83942 / 867

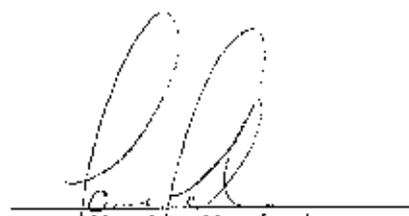
Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

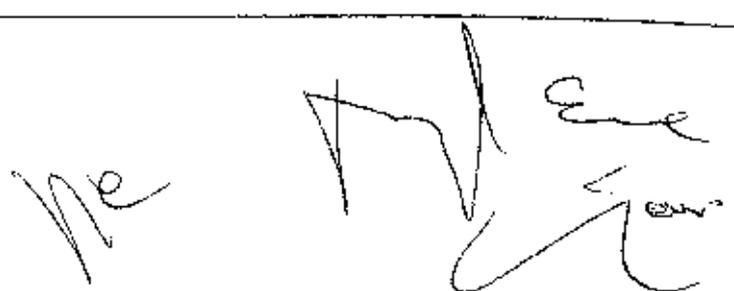
Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2018.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

14 marzo 2019


Claudio Descalzi
Amministratore Delegato


Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer e
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



Eni SpA

Capitale Sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



Building a better
working world

ENI S.p.A.
Via Po, 32
00193 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475604
eni.com

83942/868

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. (la "Società"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2018, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

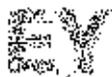
A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio della presente relazione*. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.



PricewaterhouseCoopers
 auditing and other
 working s.p.a. d

83942 | 869

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
<p>Riserve di petrolio e di gas naturale</p> <p>La stima dell'entità delle riserve di petrolio e di gas naturale è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione a causa dell'incertezza tecnica connessa alla valutazione delle quantità e alla complessità degli accordi contrattuali che regolano i termini e le condizioni di sfruttamento dei giacimenti. Tali stime hanno effetti significativi su alcune voci del bilancio, quali ammortamenti e svalutazioni delle attività materiali e immateriali del settore Exploration & Production (E&P) e i relativi fondi di abbandono e ripristino.</p> <p>Le riserve rappresentano, inoltre, un indicatore fondamentale delle potenziali <i>performance future</i> della Società.</p> <p>La Società ha fornito l'informativa relativa alle riserve di petrolio e di gas naturale nella nota 1.3 "Stime contabili e giudizi significativi".</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società per la determinazione della stima delle riserve di petrolio e di gas naturale; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei controlli chiave; (iii) la valutazione della competenza e obiettività del personale interno preposto a tali stime e degli esperti terzi incaricati dalla Società di effettuare una valutazione indipendente delle riserve; (iv) l'esame delle principali assunzioni, quali le previsioni dei profili di produzione, degli investimenti, dei costi operativi, dei costi per lo smantellamento e il ripristino del sito; (v) l'analisi delle assunzioni sottostanti al riconoscimento delle riserve "certe non sviluppate" (<i>proved undeveloped</i>); (vi) il confronto dei risultati del processo di stima interno della Società con le valutazioni risultanti dalle relazioni emesse dai suddetti esperti terzi; (vii) la verifica della coerenza dei volumi delle riserve stimate con quelli utilizzati ai fini del test di <i>impairment</i>, del calcolo degli ammortamenti e della stima dei fondi di abbandono e ripristino. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.</p>
<p>Valore recuperabile di alcune attività del settore Exploration & Production (E&P)</p> <p>La verifica del valore recuperabile delle attività materiali e immateriali del settore E&P è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione in quanto si basa sulle previsioni dei flussi di cassa futuri, caratterizzate da stime significative. In tale ambito, assumono particolare rilevanza le previsioni dell'andamento atteso nel lungo periodo del prezzo delle <i>commodities</i>, anche considerata la volatilità del mercato petrolifero, delle produzioni, dei costi operativi e degli investimenti.</p> <p>La Società ha fornito l'informativa sulla recuperabilità delle attività nella nota 13</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società per la verifica della recuperabilità delle suddette attività; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni formulate dagli amministratori, avvalendosi anche del supporto di nostri specialisti in tecniche di valutazione. In particolare, è stata analizzata la metodologia adottata dalla Società per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle <i>commodities</i>, anche rispetto ai valori</p>



Better
way
to
do
it

83942/850

"Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali" e, con riferimento alla complessità delle stime, nella nota 1.3 "Stime contabili e giudizi significativi".

espressi dal mercato e dagli analisti di settore e sono state confrontate le assunzioni utilizzate dagli amministratori per la stima del valore recuperabile delle attività materiali e immateriali con quelle utilizzate per la stima delle riserve di petrolio e gas naturale. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa

La Società è interessata da procedimenti in materia di responsabilità amministrativa d'impresa, a fronte di attività svolte in paesi esteri. La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti è un processo complesso che comporta l'applicazione di giudizio da parte degli amministratori, in ciò supportata dalle indicazioni dei legali interni ed esterni incaricati di fornire assistenza nei suddetti procedimenti e, pertanto, è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione. La Società ha fornito l'informativa sui rischi connessi ai procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa nella sezione "Contenziosi" della nota 25 "Garanzie, impegni e rischi".

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave, svolte anche con il supporto di nostri specialisti, hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti legali e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella valutazione dell'esito atteso, anche attraverso informazioni acquisite dai legali interni ed esterni, dalla funzione internal audit, dal collegio sindacale e dal comitato controllo e rischi; (iv) l'esame della documentazione rilevante relativa a tali procedimenti, nonché delle relazioni predisposte dagli esperti incaricati dalla Società. Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per un'adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la



Building a better
working world

83942 / 85A

liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la



Building a better
working world

83942/852

tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli Azionisti della Eni S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2010 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2010 al 31 dicembre 2018.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggluntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

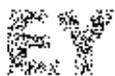
Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2018, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2018 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2018 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010,



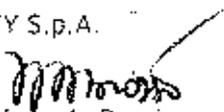
83942 (1853

Building & Beyond
Working Smarter

n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 5 aprile 2019

EY S.p.A.


Riccardo Rossi
(Socio)






8394274

Alfred
2018

Handwritten scribbles and marks, possibly initials or a signature, located in the bottom right corner of the page.

83942 / 855

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI AL 31 DICEMBRE 2018

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2018

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2018, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso;

per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

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

Al 31 dicembre 2018 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	28	147	175						
Imprese consolidate joint operation				7	5	12			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	4	26	30	18	36	54			
Valutate con il metodo del costo	4	4	8	3	31	34			
Valutate con il metodo del fair value							3	22	25
	8	30	38	21	67	88	3	22	25
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllo congiunto					3	3			
					3	3			
Totale imprese	36	177	213	28	75	103	3	22	25

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

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

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO RESIDENTI IN STATI O TERRITORI A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

La Legge 28 dicembre 2015, n. 208, (Legge di stabilità 2016), con decorrenza 1° gennaio 2016, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori si considerano privilegiati laddove il livello nominale di tassazione risulti inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia, da tale nozione sono esclusi gli Stati appartenenti all'Unione Europea ovvero quelli appartenenti allo Spazio Economico Europeo con i quali l'Italia ha stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni.

Al 31 dicembre 2018, Eni controlla 10 società residenti o con stabili organizzazioni in Stati o territori che applicano un regime fiscale pri-

villegiato individuati dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 10 società, 6 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esenzione ottenuta dall'Agenzia delle Entrate in considerazione del livello di tassazione cui sono sottoposte. Delle 10 società, 8 rivengono dalle acquisizioni di Lasmio Plc, di Burren Energy Plc, di attività congolese della Maurel & Prom e di attività indonesiane di Hess Corporation. Nessuna società controllata residente o focalizzata nei Paesi considerati a regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2018 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.



83942/856

Eni Consolidato - Bilancio Integrato - Dicembre 2019

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	
Eni SpA ⁽¹⁾	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,91 68,99

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterraneo Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubafr SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floatera SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petroliera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.877.600	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.



(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, FN = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, EV = valutazione al fair value.
 (1) Società con azionari quotati nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.



83942 / 857

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soc.		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione*
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni OIH Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip OIH Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd ⁽⁸⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren-En. India Lto	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni OIH Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.133.336	Eni International BV Eni OIH Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.

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

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 1 del D.P.R. 22 dicembre 1908, n. 917; il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1908, n. 917; non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpretazione della Agenzia delle Entrate.



83942/858

Eni Bilancio Finanziario consolidato 2014

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soc.	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Eni BP Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	23.214.400	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukit Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulangan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210,228	Eni Lasso Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. MANV Sàrl Eni International BV	99,99 [...] [...]	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.006	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Greenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [...]		P.N.
Eni East Canal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasso Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	64.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.

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



83.942 / 859

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Sociale		% Possesso	% Consolidata di pertinenza ENI	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Indonesia Ots 1 Ltd ⁽¹⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (-)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV ⁽²⁴⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isabay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakistan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPOA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPOA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPOA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kruegg Mine Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasso Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.774,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (-)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultpec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni OLE Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasso Plc Eni LNS Ltd	99,99 (-)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

(1) Società localizzata in un Stato membro del regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gazprom è soggetto a tassazione in Italia.

(24) La società ha una filiale in Iraq ed una in Dubai, Emirat Arabi Uniti, quest'ultima, Stato a carattere a regime privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza del Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.



03942/860

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Gasol Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasma Pfc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Lic	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ropak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNGH. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd ^(*)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Borren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UCL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Pfc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Pfc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

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

(*) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 367, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 317, non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'esistenza di un capitale da parte dell'Agenzia delle Entrate.

me



83942 / 861

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valute	Capitale Soc.	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraino Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasino Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	209.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	BUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.657.680	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (...)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (...)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eni Progetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	Eni Progetti Spa Eni Spa	99,00 1,00		P.N.
Eni Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sarl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co LLC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co LLC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Isoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Isoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sange Sanga Ltd ^(*)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasino Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Nigerian Agip CFFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NADC Ltd Agip En Mat Res. Ltd Nigerian Agip I. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,11	100,00	C.I.

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

[§] Società incorporata in uno Stato a cui non si applicano le regole fiscali privilegiate di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 817; non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'adempimento dell'obbligo di interpellare da parte dell'Agenzia delle Entrate.



83942/862

11.07.2018 ore 11:00 - Direzione Generale

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidato di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
000 "Eni Energia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd ^(*)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ^(*)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 17,00 8,50		Co.

[Handwritten signature]

[Large handwritten signature]

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

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



83942 / 863

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.800	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.535	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México, S. de RL de CV	Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Trans-tunisien SA - Sergaz SA	Tunis (Tunisia)	Tunisia	TND	09.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Trans-tunisien SA - Scogat SA	Tunis (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

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

83942/364

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soc.	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CE)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	C.I.
SaaPed SpA	Genova	Italia	EUR	12.409.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00	P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	23.580.000,20	Eni SpA	100,00	Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soc.	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.508.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	C.I.
Eni Behelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,99 0,07	C.I.
Eni France SARL	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.021.605,23	Eni Mineralölb. GmbH Eni International BV	99,99 [.]	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	C.I.
Esaccontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00	P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnosa SA	99,99 [.]	C.I.
Gléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00	P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99	P.N.
Tecnosa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 [.]	P.N.

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

83942/1965

Chimica

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

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Valore	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Industriale Gas Naturale (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo SpA	53,55 18,74 1,32 0,76 11,58		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Valore	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Dunastyr Polisztraiipgyártó Zárkőrően Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	98,34 1,93 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarril	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	CDF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.440.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kinyo Titreret Limited Sirked	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 [-]		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

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



83942/836

Eni Bilancio Consolidato Anno 2010

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni AdfIn SpA (In liquidazione)	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,67 0,33	99,67	C.F.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Servizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)	
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	2.474.225.632	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Designated Activity Company	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 [.]	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Houston (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.

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



83942/867

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Valore	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
Eni Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Industria Sfalliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemin (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Syndial Servizi Ambientali SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	425.647.621,42	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (-)	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Valore	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Arm Wind LLP	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	2.133.967.100	Windirect BV	100,00	90,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieac Exploration BV Ieac Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Qleodotto del Reno SA	Cairo (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Windirect BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	10.000	Eni International BV Soci Terzi	90,00 10,00	90,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = Joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione a costo, EV = valutazione al fair value



83942/868

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento occurto (di valutazione)
Mozambique Rovuma Venture SpA ^(*)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,72 64,29	J.O.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento occurto (di valutazione)
Agiba Petroleum Co ^(*)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	10.000.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	P.N.
Ashrafli Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Barentsmorneftegaz Sär ^(*)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limited ^(*)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNGH. BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Caradón JV SA ^(*)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,1	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Compañía Agua Plano SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00	Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNGH. BV Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNGH. BV Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
East Kanayis Petroleum Co ^(*)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
East Dhahjed Petroleum Company ^(*)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(*) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El Temash Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Fedynskmorneftegaz Sär ^(*)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Isatay Operating Company Llp ^(*)	Astana (Kazakistan)	Kazakistan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakistan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75	Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00	P.N.
Khalifa Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00	P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto

me

83942 / 869

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(a)
Liberty National Development Co Ltd	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50	P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Mellitah Oil & Gas BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Mile Delta Oil Co Nidaco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	32,50 67,50	Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,65	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80	P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00	Co.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
PetroBicentenario SA ⁽²⁾	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.750	Eni Lasma Pte Soci Terzi	40,00 60,00	P.N.
PetroJunin SA ⁽²⁾	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasma Pte Soci Terzi	40,00 60,00	P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00	P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00	
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.130.000	PR FPSO Holding AS	100,00	
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00	
Port Said Petroleum Co ⁽¹⁾	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Rami Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50	Co.
Ras Dattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
Rovuma Basin LNG Land Limiteda ⁽²⁾	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67	Co.
Sherouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointa-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00	P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ⁽¹⁾	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia UV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permès du Sud SA ⁽¹⁾	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia UV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Tapco Petrol Boru Hatel Sanayi ve Ticaret AS ⁽¹⁾ (in liquidazione)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	9.850.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Tecnicco Engineering Contractors LLP ⁽¹⁾	AKAal (Kazakistan)	Kazakistan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00	P.N.
Thakah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
VICCBM Ltd ⁽¹⁾	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Eni Lasma Pte Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ⁽¹⁾	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasma Pte Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.

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

(1) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

83942/370

ENI - INFORMAZIONI FINANZIARIE CONSOLIDATE 2019

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ⁽¹⁾
Vac Energi AS ⁽¹⁾ (ex Eni Norge AS)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.
West Ashraf Petroleum Co ⁽²⁾ (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni Exploration BV Soci Terzi	50,00 60,00		Co.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ⁽¹⁾
Mariconsult SpA ⁽¹⁾	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara SpA ⁽¹⁾	San Bonato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.800.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Transmed SpA ⁽¹⁾	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ⁽¹⁾
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.090	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA ⁽¹⁾	Ampelokipi Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Promium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagf	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ⁽¹⁾⁽²⁾	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Unión Fenosa Gas SA ⁽¹⁾	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.060	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

[2] L'impresa è a controllo congiunto.

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

83942 (841)

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento a criterio di valutazione ^(*)
Arezzo Gas SpA ⁽¹⁾	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merzi SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiere Gas Livorno SpA ⁽¹⁾	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiere Gas L. SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petroven Srl ⁽¹⁾	Genova	Italia	EUR	155.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Patoli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo SpA ⁽¹⁾	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquaia SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ⁽¹⁾	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Termica Milazzo Srl ⁽¹⁾	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo SpA	100,00	50,00	J.O.

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

83942(8/2)

Eni Finanziaria Fininvest 18 Aprile 2010

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AET-Raffineriebetriebsgesellschaft mbH ⁽¹⁾	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayethoil Raffineriegesellschaft mbH ⁽¹⁾	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburant SA ⁽¹⁾	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	1.000.000,000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS (a)ising Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.798.020,99	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,56 14,56 14,56 56,32		Co.
Fueling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterrazée Bitoumez SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ⁽¹⁾	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120.867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(*) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ⁽¹⁾	Salzburg (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weas Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

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

(1) Impresa a controllo congiunto.

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

Handwritten signature and a circular stamp, likely an official seal or approval mark, located at the bottom right of the page.

83942/873

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Brindisi Servizi Generali Scrl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,23 8,98 21,90	P.N.
IFM Ferrara SpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98	P.N.
Matica SpA ^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Newco Tech SpA ^(†) (in liquidazione)	Novara	Italia	EUR	179.000	Versalis SpA Genomatica Inc	80,00 20,00	P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
Priolo Servizi SpA	Mehilj (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,11 4,61 62,28	P.N.
Rovenna Servizi Industriali SpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA EcoFuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65	P.N.
Servizi Porto Marghera Scrl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17	P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Lotte Versalis Elastomere Co Ltd ^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	301.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Versalis Zeol Ltd ^(†)	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.850.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	P.N.

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

(†) L'impresa è a usucapione congiunto.

83942/876

Eni - Finanziaria Assicurativa Annuale 2019

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Valore	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	148.291.750,38	Eni Next Llc Soci Terzi	33,72 66,28		P.N.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Valore	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Filature Tessile Nazionale Italfano - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottava Sviluppo SpA (in liquidazione)	Nuovo	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	00,00 00,00		P.N.
Saipem SpA ^{(b)(c)}	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.192.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(d) 1,46 68,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Valore	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Grid Edge (Private) Ltd ^(f)	Saddar Town - Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.200.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.

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

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

(f) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 49,00
Soci Terzi 52,00(b) Quota di Controllo: Eni SpA 30,59
Soci Terzi 69,01

83942 / 1875

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Consorzio Universitario In Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Piùa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Administradora del Golfo de Parla Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1,000.000	Eni Int. NAMV Sarl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	530.060.381,89	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Lfc	West Trenton (USA)	USA	USD	0%	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NAMV Sarl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	2.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrofira Górla SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SDMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	2.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Torsina DII Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.

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

1a) Azioni senza valore nominale.

83942/876

Eni Relazione Finanziaria 2015

Gas & Power

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)	
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.593.875,64	Eni International SV Soci Tezi	13,04 86,95	FV

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
[Circular stamp]
[Handwritten signature]

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



83942/817

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
Consorzio Nazionale per la Gestione Raccolta e Trattamento degli Oli Minerali Usati	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	12,43 87,57	F.V.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)	
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	89.299	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.249	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	F.V.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196.40	Eni France Sarl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sarl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(*)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Company 'IBN ZAHR'	Af Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 80,00	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sarl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestión de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tanklager Ruomlang AG	Ruomlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.269.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,77 83,23	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

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

(*) (*) Attery per il valore nominale.

(14) La società in causa è stata ad amministratore straordinario ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1999. La liquidazione è conclusa il 29 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

83942/878

Eni Raffinerie (Raffinerie) Annual Report 2010

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE SI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 10)

Arm Wind Lip	Astana	Altre attività	Acquisizione
Eni East Gasol Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni Lebanon BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Next Life	Houston	Corporate e società finanziarie	Costituzione
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Sharjah BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA	Thessaloniki	Gas & Power	Acquisizione del controllo
Mestni Plinovodi distribucija plina doo	Capodistria	Gas & Power	Acquisizione
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Windirect BV	Amsterdam	Altre attività	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 10)

Eni Bulungan BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Croatia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Eni Fehida and Tobago Ltd	Part of Spain	Exploration & Production	Cessione
Eni Engineering EBP Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Liverpool Bay Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Mestni Plinovodi distribucija plina doo	Capodistria	Gas & Power	Fusione
Eni Norge AS	Forus	Exploration & Production	Perdita del controllo
Tigaz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszeresztő	Gas & Power	Cessione
Tigaz-Deo Földgázszolgáltató Kft	Hajdúszeresztő	Gas & Power	Cessione

ME



83942/279

■ ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

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

Imprese controllate al 31 dicembre 2018

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

In data 7 marzo 2018, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €7.000.000 a titolo di donazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €6.122.818,29 e ha deliberato di coprire la perdita mediante parziale utilizzo della riserva per copertura perdite.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €40.210.983 e ha deliberato, previo accantonamento alle altre riserve di utili non disponibili per €7.482.232, di distribuire un dividendo di €35.000.000, pari a €0,35 per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per €2.271.249. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €15.000.000, in data 15 giugno 2018, una seconda tranche pari a €10.000.000 in data 20 settembre 2018 ed una terza tranche, pari a €10.000.000, in data 28 dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA – In liquidazione – Roma

L'Assemblea ordinaria del 16 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €2.789.025,08 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €2.631.923,04, pari a €0,016 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €152.102,04. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €2.623.276,69 in data 2 maggio 2018. L'Assemblea, nella sua parte straordinaria, ha altresì deliberato lo scioglimento volontario della società, ai sensi dell'art. 2494, 1° comma, n. 6 del Codice Civile e la messa in liquidazione della stessa. In data 18 dicembre 2018, Eni SpA in qualità di socio di maggioranza ha approvato in sede assembleare il bilancio finale di liquidazione, il piano di riparto e la richiesta di cancellazione della società dal registro delle imprese. Al riguardo, in considerazione della mancata approvazione da parte dell'unanimità degli azionisti a seguito della presenza di un limitato azionariato terzo ampiamente disperso, la Società ha provveduto, ai sensi dell'art. 2493 C.C., al deposito dei predetti documenti presso il Registro delle imprese che ha iscritto la formalità in data 9 gennaio 2019; decorsi 90 giorni senza che siano stati presentati reclami, il bilancio finale di liquidazione e il relativo piano di riparto si intendevano approvati.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 163.954.793 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 99,67148% del capitale sociale di €85.537.498,80.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €107.162.249,46 e ne ha deliberato il riparto a nuovo per pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €388.639,45 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €360.000, pari a €0,09 per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di €9.207,48. Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Energia Srl – San Donato Milanese

In data 12 dicembre 2017 è stata costituita la società Eni Energia Srl con un capitale sociale di €10.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €10.000 e altre riserve per €90.000. La società approverà il suo primo bilancio, relativo agli esercizi 2017-2018, nell'anno 2019. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €10.000, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 6 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$71.983.461 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo. L'Assemblea straordinaria del 25 giugno 2018 ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$103.973.077,12 utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a \$34.948.070,96 in data 20 luglio 2018. L'Assemblea straordinaria del 5 settembre 2018 ha deliberato di distribuire agli azionisti un ulteriore dividendo di \$130.661.353,60 utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a \$43.918.698,80 in data 1° ottobre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di \$356, pari al 33,61262% del capitale sociale di \$2.474.225.632.

Eni Fuel SpA – Roma

L'Assemblea del 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €951.369 e ne ha deliberato il riparto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

83942/880

Eni International Financials Annual Report 2018

Eni gas e luce SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €144.440.994,41 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni per €141.006.778,41 e della riserva copertura perdite per €3.434.216.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 750.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €750.000.000.

Eni Gas Transport Services Srl – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €56.716,73 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €53.880, portando a nuovo l'utile residuo di €3,90. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in una quota pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Designated Activity Company – Dublino (Irlanda)

L'Assemblea del 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €35.101.339,26 e ne ha deliberato la distribuzione agli azionisti a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 7 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$2.469.140 migliaia e ne ha deliberato la distribuzione, in una o più tranches, a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo nel periodo giugno-dicembre 2018. L'Assemblea del 18 dicembre 2018 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di \$1.800.000 migliaia e l'aumento del capitale proprio di \$400.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo; Eni ha incassato il dividendo deliberato nel mese di dicembre e in data 20 dicembre 2018 ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di \$400.000 migliaia a titolo di sovrapprezzo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 9 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di £772.465 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 9 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$401.650.000 e ne ha deliberato il trasferimento a riserve. Il Consiglio di Amministrazione del 6 giugno 2018 ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per \$300.000.000. Eni ha incassato la somma in più tranches nel periodo agosto-novembre 2018. Il Consiglio di Amministrazione del 27 novembre 2018 ha deli-

berato la distribuzione di un interim dividend per \$200.000.000. Eni ha incassato il dividendo nel corso del mese di dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Geis

L'Assemblea del 9 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €4.626.540,65 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha deliberato inoltre di coprire le perdite portate a nuovo degli esercizi 2015 e 2016 pari a €108.256.620,14 mediante l'utilizzo della riserva per utili portati a nuovo di €29.319.681,46 e per la parte restante di €78.936.938,68 mediante l'utilizzo per pari importo della riserva sovrapprezzo azioni.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €4.871.399,56 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea del 5 dicembre 2018 ha deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per €20.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in data 21 dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €1.452.282,32 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività relative alla produzione di energie rinnovabili, l'Assemblea straordinaria del 19 giugno 2018 ha deliberato un aumento del capitale sociale da €5.000.000 a €9.296.000 mediante l'emissione di n. 4.296 nuove azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, con sovrapprezzo di €9.735.537, assegnate in via esclusiva ad EniPower SpA che le ha liberate mediante conferimento in natura del ramo d'azienda "Fotovoltaico" con efficacia 1° luglio 2018. In data 12 dicembre 2018, Eni ha acquistato l'intera partecipazione azionaria detenuta da EniPower SpA rappresentata da n. 4.296 azioni e pari al 46,21% dell'intero capitale sociale della Eni New Energy SpA per un corrispettivo di €14.031.537.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è variata da n. 5.000 azioni a n. 9.296 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €9.296.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)

L'Assemblea del 7 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di \$381.430.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 25 settembre 2018 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$80.000.000 mediante versamento pro-quota degli azionisti. In data 27 settembre 2018 Eni SpA ha versato la quota di propria spettanza di \$51.085.538,39.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di \$50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di \$156.600.000.

Handwritten signature and circular stamp, likely an official seal or approval mark, located on the right side of the page.

83942/881

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €102.763.548,99 e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di €59.531.714,49, pari a €0,063 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €38.093.657,05. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniProgetti SpA – Venezia

L'Assemblea del 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €17.969.219,95 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €17.968.000, pari a €44,92 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €1.219,95. Eni ha incassato il dividendo in data 24 dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €1.996.751,93 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di €1.896.914,33.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €364.999,90 e ha deliberato la copertura parziale della perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite per €28.981,35 e il riporto a nuovo della perdita residua di €336.018,55.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

L'Assemblea del 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €77.375.528,17 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alle altre riserve di utili non disponibili, di distribuire un dividendo di €73.244.713 pari a €1,22 per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 23 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 60.036.650 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €378.736,36 e ne ha deliberato, previa attribuzione alla riserva legale per €18.936,82, il riporto a nuovo per €359.799,54.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA (in liquidazione) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2018 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €7.434,01 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì approvato l'integrazione della riserva in conto capitale per €200.000. Eni ha versato la somma di €200.000 in data 10 dicembre 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Floaters SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €17.287.675,87 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €33.019.800, pari a €0,165 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €15.732.124,13. Eni ha incassato il dividendo in data 25 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €2.093.997,35 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo integrale della riserva copertura perdite future per €539.798,70 e per la parte restante di €1.554.198,65 mediante utilizzo di parte della riserva in conto capitale. L'Assemblea ha altresì deliberato l'utilizzo della parte restante della riserva in conto capitale per €445.801,35 a parziale copertura delle perdite portate a nuovo degli esercizi precedenti. L'Assemblea del 12 dicembre 2018 ha deliberato la copertura della perdita al 30 settembre 2018 pari a €12.756.699,11 mediante l'utilizzo integrale delle altre riserve di €1.942.857,61 e della riserva legale di €184,94 e la riduzione del capitale sociale da €18.331.000 a €7.518.000 mediante l'annullamento di 10.813 azioni del valore nominale di €1.000 ciascuna, portando a nuove le perdite residue di €656,56.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è variata da n. 18.331 a n. 7.518 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €7.518.000.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 6 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €26.531.343,28 e ne ha deliberato la copertura della perdita mediante l'integrale utilizzo della riserva legale per €2.373.054,32 e il riporto a nuovo della perdita residua di €24.158.288,96.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela

In data 28 febbraio 2018, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €98.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 18 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €91.303.540,41 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva per copertura perdite per pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

83942/882

Eni Finanziaria - Bilancio consolidato Annuale 2018

Serfactoring SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €4.892.311,65 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva per utili portati a nuovo per pari importo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 490.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 49% del capitale sociale di €5.160.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €4.173.669,75 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombe Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 26 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €454.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €2.832.027,28. L'Assemblea, nella sua parte straordinaria, ha deliberato di coprire la perdita dell'esercizio di €2.832.027,28 e delle perdite degli esercizi precedenti di €7.655.077,04, mediante l'utilizzo della riserva indisponibile per €45.230,73, la riduzione del capitale sociale da €24.103.200 a €13.877.600 mediante la riduzione del valore nominale delle 73.040.000 azioni in circolazione da €0,33 a €0,19, portando a nuovo la perdita residua di €216.273,58.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 risulta pari a n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,19, pari al 99,96413% del capitale sociale di €13.877.600.

Syndial Servizi Ambientali SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €210.856.109,75 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo delle riserve per €851.662 e mediante la riduzione del capitale sociale da €424.818.703,05 a

€214.814.255,30. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €214.814.255,30 a €425.647.621,42 mediante l'emissione di n. 795.597.608 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 13 aprile 2018, Eni ha sottoscritto n. 795.597.122 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €210.833.237,33. In data 18 maggio 2018, Eni ha sottoscritto n. 470 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €124,55.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è variata da n. 795.597.122 azioni a n. 1.591.194.714 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99997% del capitale sociale di €425.647.621,42.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajduszoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di 1.525.072.372 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 21 giugno 2018 Eni ha ceduto la totalità delle azioni in suo possesso.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €73.798.653,07 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €73.798.776, pari a €672,12 per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo in data 2 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €320.371.572,47 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €304.352.993,85 pari a €0,223 per azione. Eni ha incassato il dividendo nel periodo aprile-giugno 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

Handwritten signature and circular stamp of Eni S.p.A. The stamp contains the text "Eni S.p.A." and "San Donato Milanese".

83942/883

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2018

Marconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €240.690,42 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €253.640, pari a €128,32 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €15.949,58. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €128.320 in data 1° giugno 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Norpipe Terminal Holdco Limited – Londra (Regno Unito)

Nell'ambito delle operazioni di riorganizzazione dell'assetto societario della Norse Sea Pipeline Ltd in data 27 giugno 2018 è stata costituita la società Norpipe Terminal Holdco Ltd, con capitale sociale pari a £30,322 per n. 3.032.220 azioni del valore nominale di £0,00001. A tale data Eni possedeva n. 786.024 azioni, pari al 25,92239% del capitale sociale. In data 16 luglio 2018, Eni ha acquisito ulteriori n. 4.779 azioni. In data 20 luglio 2018, Eni ha conferito alla società n. 786.025 azioni della società Norse Sea Pipeline Ltd, pari al 10,3233% del capitale sociale, in cambio di n. 1 azione nella Norpipe Terminal Holdco Ltd. Contestualmente, in seguito a ulteriori conferimenti nella società da parte di soci terzi, il capitale sociale è stato incrementato a £55,69, pari a n. 5.568.757 azioni del valore nominale di £0,00001. Il Consiglio di Amministrazione del 5 ottobre 2018 ha deliberato la distribuzione di interim dividend per £4.399,318. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £624.735,16 in data 15 ottobre 2018. L'Assemblea del 20 dicembre 2018 ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per £4,065,192,60. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £577.286,92 in data 27 dicembre 2018.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2018 è pari a n. 790.804 azioni del valore nominale di £0,00001, pari al 14,20073% del capitale sociale di £55,69.

Saipem SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 3 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €495.757.929,98 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo delle riserve disponibili.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 308.767.968 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 23 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €239.515 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 24 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €6.845.395,95 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €6.845.376, pari a €28,5224 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €19,99. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.422.688 in data 1° giugno 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

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

L'Assemblea del 10 luglio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di \$14.502.703, e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$14.502.703, pari a \$14,06664 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$7.251.351,50 in data 18 luglio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Union Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 9 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con la perdita di €34.261.093,27 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

83942/896

Eni Refineries Finanziaria Annuale 2018

Imprese joint operation al 31 dicembre 2018**Mozambique Rovuma Venture SpA – San Donato Milanese**

L'Assemblea del 20 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €86.677.399,08 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €4.000.000, di riportare a nuovo l'utile residuo di €82.608.931,08 e riportare a nuovo l'utile di competenza del Patrimonio Destinato di €68.459.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 7142.857 azioni del valore nominale di €1, pari al 35,714285% del capitale sociale di €20.000.000.

Raffineria di Milazzo SpA – Milazzo

L'Assemblea del 2 maggio 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.343.000.

Società Oleodotti Meridionali – SGM SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2018 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 che chiude con l'utile di €4.445.188,25 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €9.255.000, pari a €3 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €4.809.811,75. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza in data 15 maggio 2018.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2017 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.



Handwritten signature and circular stamp, likely representing an official approval or signature.

83942/885

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

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compenso 2018 (migliaia di euro)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	13.154
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	148
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi ^[1]	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	1.201
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo ^[2] ii) Rete del revisore della capogruppo ^[3]	i) Società controllate ii) Società controllate	4.428 7.433
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ^[4] ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	141 141
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 0
Altri servizi ^[5]	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	47 380
Totale			27.073

[1] Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo da EY SpA sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di contratti tender in occasione di emisioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eri SpA sui pagamenti ai governi, alle verifiche sul raddobbo dei costi/tranfee e alla revisione del bilancio di sostenibilità.

[2] Di cui Euro 113 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[3] Di cui Euro 75 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[4] Di cui Euro 0,5 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto - joint operation.

[5] Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate da EY SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui raddoppi del costo.