

10961/3-18

Bilancio consolidato



8896 1/519

Schemi di bilancio	278
Note al bilancio consolidato	286
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	398
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998	419

88961/520

STATO PATRIMONIALE

		31.12.2024		31.12.2023	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	8.183		10.193	3
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7)	6.797		6.782	
Altre attività finanziarie	(17)	1.085	48	896	19
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	16.901	1.601	16.551	1.363
Rimanenze	(9)	6.259		6.186	
Attività per imposte sul reddito	(10)	695		460	
Altre attività	(11) (24)	3.662	54	5.637	32
		43.582		46.705	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	59.864		56.299	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	5.822		4.834	
Attività immateriali	(14)	6.434		6.379	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.595		1.576	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	14.150		12.630	
Altre partecipazioni	(16)	1.395		1.256	
Altre attività finanziarie	(17)	3.215	2.380	2.301	1.840
Attività per imposte anticipate	(23)	6.322		4.482	
Attività per imposte sul reddito	(10)	129		142	
Altre attività	(11) (24)	4.011	142	3.393	168
		102.937		93.292	
Attività destinate alla vendita	(25)	420		2.609	
TOTALE ATTIVITÀ		146.939		142.606	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.238	136	4.092	222
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	4.582	21	2.921	21
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	1.279	152	1.128	21
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	22.092	4.017	20.654	4.245
Passività per imposte sul reddito	(10)	587		1.685	
Altre passività	(11) (24)	5.049	34	5.579	62
		37.827		36.059	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	21.570	79	21.716	65
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	5.174	31	4.208	6
Fondi per rischi e oneri	(21)	15.774		15.533	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	681		748	
Passività per imposte differite	(23)	5.581		4.702	
Passività per imposte sul reddito	(10)	40		38	
Altre passività	(11) (24)	4.449	520	4.096	511
		53.269		51.041	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	195		1.862	
TOTALE PASSIVITÀ		91.291		88.962	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utile relativi a esercizi precedenti		32.552		32.988	
Riserve per differenze cambio da conversione		8.081		5.238	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		8.406		8.515	
Azioni proprie		(2.883)		(2.333)	
Utile dell'esercizio		2.624		4.771	
Totale patrimonio netto di Eni		52.765		53.184	
Interessenze di terzi		2.863		460	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(26)	55.648		53.644	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		146.939		142.606	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2023 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

88961/521

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2024		2023		2022	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		88.797	2.997	93.717	4.322	132.512	10.872
Altri ricavi e proventi		2.417	279	1.099	156	1.175	156
TOTALE RICAVI	(29)	91.214		94.816		133.687	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(71.114)	(17.404)	(73.836)	(15.885)	(102.529)	(15.327)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	(168)	(2)	(249)	5	47	(2)
Costo lavoro	(30)	(3.262)	3	(3.136)	(8)	(3.015)	(18)
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(352)	201	478	17	(1.736)	3.306
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.600)		(7.479)		(7.205)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(2.900)		(1.802)		(1.140)	
Radiazioni	(12) (13) (14)	(580)		(535)		(599)	
UTILE OPERATIVO		5.238		8.257		17.510	
Proventi finanziari	(31)	7.715	198	7.417	155	8.450	160
Oneri finanziari	(31)	(8.980)	(57)	(8.113)	(28)	(9.333)	(164)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(31)	388		284		(55)	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	278		(61)	1	13	2
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(599)		(473)		(925)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		866		1.336		1.841	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		984	(12)	1.108	445	3.623	30
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	1.850		2.444		5.464	
UTILE ANTE IMPOSTE		6.489		10.228		22.049	
Imposte sul reddito	(33)	(3.725)		(5.368)		(8.088)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		2.764		4.860		13.961	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		2.624		4.771		13.887	
Interessenze di terzi	(26)	140		89		74	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		0,79		1,41		3,96	
- diluito		0,78		1,40		3,95	

88961/522

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2024	2023	2022
Utile dell'esercizio		2.764	4.860	13.961
Altre componenti dell'utile complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	8	(31)	60
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	1	(2)	3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	62	45	56
Effetto fiscale	(26)	(4)	10	(5)
		67	22	114
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	3.066	(2.010)	1.095
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(912)	541	794
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	(69)	54	(12)
Effetto fiscale	(26)	263	(158)	(234)
		2.348	(1.573)	1.643
Totale altre componenti dell'utile complessivo		2.415	(1.551)	1.757
Totale utile complessivo dell'esercizio		5.179	3.309	15.718
Totale utile complessivo dell'esercizio di competenza Eni		4.962	3.220	15.643
Interessenze di terzi		217	89	75



88961/523

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni						Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenza cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio			
Saldi al 31 dicembre 2023	(26)	4.005	32.988	5.238	8.515	(2.333)	4.771	53.184	460	53.644
Utile dell'esercizio							2.624	2.624	140	2.764
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				4			4		4
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				1			1		1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				62			62		62
Componenti non riclassificabili a conto economico					67			67		67
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			2.992	(2)			2.990	76	3.066
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				(648)			(648)	(1)	(649)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(71)			(71)	2	(69)
Componenti riclassificabili a conto economico				2.992	(721)			2.271	77	2.348
Utile complessivo dell'esercizio				2.992	(654)		2.624	4.962	217	5.179
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		(3.067)					(3.067)		(3.067)
Attribuzione del dividendo di altre società									(50)	(50)
Destinazione utile residuo 2023			4.771				(4.771)			
Versamenti da azionisti terzi									1	1
Acquisto azioni proprie	(26)		(2.003)		2.003	(2.003)		(2.003)		(2.003)
Annullamento azioni proprie	(26)				(1.375)	1.375				
Piano Incentivazione a lungo termine e Piano azionariato diffuso	(26) (30)		24		(78)	78		24		24
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)							1.848		1.848
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione Interessenze di terzi	(26)		196					196	392	588
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(217)		550	(550)	(4.771)	(4.988)	2.191	(2.797)
Altre variazioni			(219)	(149)	(5)			(373)	(5)	(378)
Altri movimenti di patrimonio netto			(219)	(149)	(5)			(373)	(5)	(378)
Saldi al 31 dicembre 2024	(26)	4.005	32.552	8.081	8.406	(2.883)	2.624	52.785	2.863	55.648

(segue)



88961/524

(segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni						Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio			Totale
Saldi al 31 dicembre 2022		4.005	23.455	7.564	8.785	(2.937)	13.887	54.759	471	55.230
Utile dell'esercizio							4.771	4.771	89	4.860
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				(21)			(21)		(21)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(2)			(2)		(2)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				45			45		45
Componenti non riclassificabili a conto economico					22			22		22
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			(2.001)	(9)			(2.010)		(2.010)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				383			383		383
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				54			54		54
Componenti riclassificabili a conto economico				(2.001)	428			(1.573)		(1.573)
Utile complessivo dell'esercizio				(2.001)	450		4.771	3.220	89	3.309
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		(3.005)					(3.005)		(3.005)
Attribuzione del dividendo di altre società									(36)	(36)
Destinazione utile residuo 2022			13.887				(13.887)			
Rimborsi ad azionisti terzi									(16)	(16)
Acquisto azioni proprie	(26)		(1.837)		1.837	(1.837)		(1.837)		(1.837)
Annullamento azioni proprie	(26)				(2.400)	2.400				
Piano Incentivazione a lungo termine	(26) (30)		20		(41)	41		20		20
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione Interessenze di terzi	(26)		47					47	(47)	
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			8.974		(604)	604	(13.887)	(4.913)	(99)	(5.012)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)				79			79		79
Altre variazioni			559	(325)	(195)			39	(1)	38
Altri movimenti di patrimonio netto			559	(325)	(116)			118	(1)	117
Saldi al 31 dicembre 2023	(26)	4.005	32.988	5.238	8.515	(2.333)	4.771	53.184	460	53.644

(segue)

88961/525

(segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2021	4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437	82	44.519
Utile dell'esercizio						13.887	13.887	74	13.961
Altre componenti dell'utile complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				55			55		55
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				3			3		3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				56			56		56
Componenti non riclassificabili a conto economico				114			114		114
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			1.093	1			1.094	1	1.095
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				560			560		560
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(12)			(12)		(12)
Componenti riclassificabili a conto economico			1.093	549			1.642	1	1.643
Utile complessivo dell'esercizio			1.093	663		13.887	15.643	75	15.718
Attribuzione del dividendo di Eni SpA						(1.522)	(1.522)		(1.522)
Accanto sul dividendo		(1.500)					(1.500)		(1.500)
Attribuzione del dividendo di altre società								(60)	(60)
Destinazione utile residuo 2021		4.299				(4.299)			
Versamenti di azionisti terzi								92	92
Acquisto azioni proprie		(2.400)		2.400	(2.400)		(2.400)		(2.400)
Annullamento azioni proprie				(400)	400				
Piano Incentivazione a lungo termine		18		(21)	21		18		18
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(138)					(138)		(138)
Variazione interessenze di terzi		196					196	281	477
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		475		1.979	(1.979)	(5.821)	(5.346)	313	(5.033)
Altre variazioni		230	(59)	(146)			25	1	26
Altri movimenti di patrimonio netto		230	(59)	(146)			25	1	26
Saldi al 31 dicembre 2022	4.005	23.455	7.564	8.785	(2.937)	13.887	54.759	471	55.230



88961.526

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2024	2023	2022
Utile dell'esercizio		2.764	4.860	13.961
Rettifiche per ricondurre l'utile dell'esercizio al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.600	7.479	7.205
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	2.900	1.802	1.140
Radiazioni	(12) (13) (14)	580	535	599
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	(866)	(1.336)	(1.841)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(601)	(441)	(524)
Dividendi	(32)	(227)	(255)	(351)
Interessi attivi		(497)	(517)	(159)
Interessi passivi		1.245	1.000	1.033
Imposte sul reddito	(33)	3.725	5.368	8.088
Altre variazioni		(158)	(700)	(2.773)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.286	1.811	(1.279)
- rimanenze		68	1.792	(2.528)
- crediti commerciali		1.145	3.322	(1.036)
- debiti commerciali		110	(4.823)	2.284
- fondi per rischi e oneri		(87)	97	2.028
- altre attività e passività		50	1.423	(2.027)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(105)	1	39
Dividendi incassati		1.946	2.255	1.545
Interessi incassati		456	459	116
Interessi pagati		(1.130)	(919)	(851)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(5.826)	(6.283)	(8.488)
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.092	15.119	17.460
- di cui verso parti correlate	(36)	(11.508)	(7.811)	223
Flusso di cassa degli investimenti		(11.782)	(12.404)	(10.793)
- attività materiali	(12)	(7.999)	(8.739)	(7.700)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)	(5)		(3)
- attività immateriali	(14)	(486)	(476)	(356)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(5) (27)	(1.795)	(1.277)	(1.636)
- partecipazioni	(16)	(798)	(1.315)	(1.675)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(185)	(388)	(350)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(514)	(209)	927
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.496	845	2.989
- attività materiali		1.354	122	149
- attività immateriali		21	32	17
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(5) (27)	887	395	(60)
- partecipazioni		526	47	1.096
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		69	32	483
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(361)	217	1.304
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(531)	2.194	786
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(9.817)	(9.365)	(7.018)
- di cui verso parti correlate	(36)	(3.140)	(1.695)	(32)

(segue)

88961/52A

(segue) **RENDICONTO FINANZIARIO**

(€ milioni)	Note	2024	2023	2022
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	(19)	3.516	4.971	130
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(19)	(4.748)	(3.161)	(4.074)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(1.205)	(963)	(994)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(19)	(61)	(1.495)	1.375
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.068)	(3.046)	(3.009)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(45)	(36)	(60)
Apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi		589	(16)	92
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate			(60)	536
Altri apporti		14		
Acquisto di azioni proprie	(26)	(2.012)	(1.803)	(2.400)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)		79	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)	1.778		
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(138)	(138)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(5.380)	(5.668)	(8.542)
- di cui verso parti correlate	(36)	(20)	(162)	(88)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		83	(62)	16
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(2.022)	24	1.916
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	10.205	10.181	8.265
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio^(a)	(6)	8.183	10.205	10.181

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2023 comprendono €12 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".



88961528

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS") 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. 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. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2024, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2025, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo.

I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA 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 diversamente indicato.

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 tenendo conto 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 e

assunzioni relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi e assunzioni adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI
FORMULATI PER TENER CONTO DEGLI IMPATTI
DEI RISCHI CLIMATICI

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2024. In particolare, la spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni.

La strategia di Neutralità carbonica definita da Eni, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C, si compone di una serie di azioni e iniziative volte al raggiungimento della Neutralità carbonica al 2050 attraverso l'azzeramento netto di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al portafoglio dei prodotti venduti. Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei peer dell'industria energetica.

Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposi-

(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) Gli IFRS utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2024.

88961/529

zioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri (ad es. anticipo nel timing atteso per il sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino siti).

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

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

Al riguardo, un investitore controlla un'impresa quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa.

I valori delle imprese controllate sono rilevati integralmente, nel bilancio consolidato (c.d. metodo dell'integrazione globale), 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, apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni infragruppo"). Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio. Tra le interessenze di terzi figurano anche le obbligazioni perpetue subordinate emesse da società controllate per le quali il Gruppo detiene il diritto incondizionato a differire il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti⁽³⁾, ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁽⁴⁾, sono escluse dal consolidamento secondo il metodo dell'integrazione globale: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, 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 rilevati pro quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. 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 il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo"); analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo") gli effetti deri-

vanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Inoltre, nell'ambito della cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo, l'eventuale presenza di opzioni put sulle interessenze di terzi, esercitabili al verificarsi di eventi non sotto il controllo del Gruppo, determina la rilevazione di una passività, pari al valore attuale del c.d. redemption amount, in contropartita al patrimonio netto di Gruppo.

La cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale 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) della stima del fair value di eventuali corrispettivi aggiuntivi, da regolarsi per cassa al verificarsi di determinate condizioni contrattualmente definite; (iv) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁽⁵⁾.

Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

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 (c.d. enforceable right and obligation) 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.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

(3) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi le decisioni degli utilizzatori principali del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto", per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024".

(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 posta del patrimonio netto.



88961/530

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 relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese 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 2024", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

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 identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. 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, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Diversamente, il valore di iscrizione non è adeguato a seguito di variazioni di patrimonio netto della partecipata derivanti, a titolo di esempio, dall'emissione, da parte della partecipata, di obbligazioni subordinate perpetue o obbligazioni convertibili non sottoscritte dal Gruppo. 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"). 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 (c.d. long-term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long-term interest (c.d. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprire le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long-term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

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 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 mantenuta⁷; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁸. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

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. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività

(6) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, 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.

(7) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(8) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

88961/531

per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il relativo fair value⁹, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso 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 (c.d. partial goodwill method). 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.

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 sulle relative attività e passività 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 il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le acquisizioni 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 consolidate¹⁰. Gli utili non realizzati derivanti da operazioni con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo; il trattamento contabile indicato è applicato anche nel caso di trasferimento di business alle partecipate (c.d. downstream transaction).

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 nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, 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.

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 Gruppo¹¹. 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 parteci-

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

(10) Le differenze di cambio associate a elementi monetari infragruppo derivanti da operazioni concluse tra imprese consolidate operanti con valute differenti non sono oggetto di eliminazione.

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



88961/532

pativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta

funzionale che per le imprese 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)	Cambi medi dell'esercizio 2024	Cambi al 31 dicembre 2024	Cambi medi dell'esercizio 2023	Cambi al 31 dicembre 2023	Cambi medi dell'esercizio 2022	Cambi al 31 dicembre 2022
Dollaro USA	1,08	1,04	1,08	1,11	1,05	1,07
Sterlina inglese	0,85	0,83	0,87	0,87	0,85	0,89
Dollaro australiano	1,64	1,68	1,63	1,63	1,52	1,57

CRITERI DI VALUTAZIONE

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

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

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 (c.d. 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 possibili, riserve probabili, 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 (c.d. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati 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 (o un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati) 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

88901 | 533

di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassificazione, 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 unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per 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 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 l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo⁽¹²⁾ 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 ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammor-

tamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

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 SERVICE

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement 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 destinate 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. Un meccanismo analogo caratterizza alcuni contratti di servizio dove il corrispettivo per il servizio reso è riconosciuto tramite quote di spettanza della produzione.

Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi 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 incertezza. 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.

(12) Il periodo è inteso come il trimestre.



88961/534

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, la stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici e tecnico-ingegneristici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima iniziale che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso nel periodo corrente; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.

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 delineazione 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 stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano sia ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP") che ai fini della definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere nell'ambito del processo di impairment.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali 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, 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 (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (c.d. social project). Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione 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 necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente 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. 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 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 non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, 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.

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.

88961/535

LEASING¹³

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")¹⁴. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing¹⁵, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi¹⁶; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a se-

guito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario¹⁷; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate¹⁸, delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo 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.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 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 gli altri partner dell'iniziativa mineraria (c.d. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è 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 riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.

(13) Sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali attività di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

(14) Eni si avvale della possibilità di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

(15) Le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).

(16) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

(17) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

(18) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.



88961/536

Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata 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 e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease. 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 (c.d. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti 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 definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: OPERAZIONI DI LEASING

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata del leasing, tenendo conto di tutti i fatti e circostanze che generano un incentivo economico, o meno, all'esercizio di eventuali opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei 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 intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali comprendono le attività non monetarie prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati al punto "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 l'ammortamento valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscri-

zione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. Il valore di iscrizione dell'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzato su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è sottoposto a verifica di recuperabilità.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico, ivi inclusi i costi per lo sviluppo di progetti CCS (Carbon, Capture and Storage) antecedenti la costruzione dell'infrastruttura fisica, 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.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, ma che contribuiscono ai flussi di cassa di una pluralità di CGU; le quote di corporate asset sono attribuite ad una specifica CGU o, laddove non possibile, ad un aggregato più ampio di CGU su basi ragionevoli e coerenti. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, 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. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti

88961/537

dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").

In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry¹⁹ ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocatione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad 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. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU 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/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica, al business Biochemistry, al business Power, ai business E-Mobility, Retail Domestic e Renewables, ai business Fuel Sales, Biomethane e Green Refinery, al business Agri-Feedstock, al business CCUS e al business Eni Rewind, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business REVT (Refining EVolution and Transformation), la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. 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.

Quando il valore di iscrizione della CGU 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, la differenza è oggetto di svalutazione ed è 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 CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

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 per un importo pari 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 rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore²⁰.

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 sui 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 con imputazione degli effetti a conto economico. 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

(19) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

(20) La svalutazione del goodwill 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.



88961/538

di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad 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 "Debiti commerciali e 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 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: IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La verifica della recuperabilità delle attività non finanziarie dipende dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o smettere i beni e le attività della società. 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".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la definizione 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. Relativamente ai prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie

e per la valutazione a vita intera degli investimenti, lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici"). Inoltre, la stima dei flussi di cassa futuri, che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi, è effettuata tenendo conto: (i) del percorso evolutivo del sistema energetico futuro, (ii) dei fondamentali dei diversi mercati energetici; nonché (iii) del costante benchmark con le view di banche d'affari e altri istituti specializzati.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato.

La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività non finanziarie sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie detenute dal Gruppo sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; e (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. 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 incassarne i flussi di cassa contrattuali (c.d. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni⁽²¹⁾ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

(21) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

88961/539

Le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al costo ammortizzato sono valutate 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 nonché i portafogli di attività finanziarie gestiti e monitorati sulla base del relativo fair value. Gli interessi attivi maturati su tali attività finanziarie concorrono alla valutazione complessiva del relativo fair value e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico".

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 (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del c.d. expected credit loss model⁽²²⁾.

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 (c.d. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. 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 (c.d. 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 dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la qua-

le 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 controparti⁽²³⁾.

Tenuto conto delle 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 concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione dei long-term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

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), la valutazione 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. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

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,

(22) L'expected credit loss model si applica anche: (i) ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL; nonché (ii) ai contratti di performance guarantee emessi. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie emesse non sono rilevanti.

(23) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.



88961/540

i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. 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.

Le obbligazioni sustainability-linked, ossia obbligazioni caratterizzate da un potenziale incremento del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (c.d. metrica ESG), sono valutate al costo ammortizzato. La variazione del tasso di interesse comporta generalmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo. L'emissione di un prestito obbligazionario convertibile in azioni dell'emittente (privo di opzioni sostanziali di regolamento alternativo per cassa) determina la separata rilevazione delle componenti dello strumento rappresentate dalla componente debito, valutata al costo ammortizzato, e dall'opzione di conversione in azione dell'emittente, rilevata a patrimonio netto. Eventuali costi di transazione sono ripartiti proporzionalmente tra la passività finanziaria e lo strumento di equity.

GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di supplier finance arrangement (supply chain finance, payable finance, reverse factoring e accordi simili) funzionali all'ottenimento di dilazioni di pagamento rispetto ai termini originari, senza prevedere il necessario ed automatico coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come di natura finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione iniziale del debito, una variazione non monetaria, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Con riferimento alle obbligazioni sustainability-linked, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati sono attività e passività rilevate e valutate 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 compensare le 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, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir 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; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi 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; ad 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 (c.d. basis adjustment).

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"; diversamente, 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 previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Diversamente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie valutate

88961/541

al costo ammortizzato e/o attività non finanziarie, sono scorporati se le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale. La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far 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 (c.d. 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, correntemente 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 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.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

Gli accantonamenti per fondi per rischi e oneri sono rilevati quando: (i) esiste 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 i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formal-

mente il programma e si è generata 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 che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili 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 in bilancio 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, nonché la virtuale certezza, di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, al verificarsi delle condizioni indicate al punto "Fondi, passività e attività potenziali", in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

FONDI PER RISCHI AMBIENTALI

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.



88961/542

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 o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dell'ammontare e del timing 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 compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, 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.

Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset nonché delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

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. Al riguardo, con riferimento al trattamento delle acque di falda, la valorizzazione del know-how maturato sui trend di contaminazione delle acque nonché le posizioni delle autorità competenti consentono la definizione di un modello predittivo per la stima della durata di esercizio degli impianti di trattamento delle acque di falda e, pertanto, degli oneri da sostenere per la relativa gestione e monitoraggio.

L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, 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. 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 – tutta-

via 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.

Pertanto, considerato il significativo arco temporale coperto dai fondi bonifica ambientale, ulteriori elementi di incertezza legati alla stima sono connessi alla definizione: (i) dell'orizzonte temporale necessario alla riduzione dei contaminanti; (ii) dei costi futuri da sostenersi per le attività di bonifica; (iii) dei tassi di attualizzazione e inflazione. 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 e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

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 piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani 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 (c.d. net interest) comprendono gli interessi passivi sulla passività e gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano. Il net interest è determinato applicando alla passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per la stessa ed 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 (c.d. 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

88961/543

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.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (c.d. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Differentemente, la passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo dei piani di incentivazione con pagamento basato su azioni (Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni e Piano di Azionariato Diffuso).

Con riferimento ai Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni, 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 (c.d. 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 (ad 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 alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico. Analogo trattamento è adottato con riferimento al Piano di Azionariato Diffuso il cui costo, determinato sulla base del fair va-

lue delle azioni alla data di assegnazione, è ripartito lungo il periodo temporale (triennio) previsto affinché il dipendente possa acquisire la piena totalità e disponibilità delle azioni assegnate.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali. 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 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, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (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, il valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti varia in funzione delle c.d. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza 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 caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione. Maggiori dettagli in merito ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono forniti nella nota n. 30 - Costi.

STRUMENTI DI EQUITY

AZIONI PROPRIE

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

OBBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che



88961/544

la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole²⁴. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

I ricavi da contratti con la clientela sono rilevati al soddisfacimento della relativa performance obligation, 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, il GNL 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 vendute.

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 degli importi incassati per conto di terzi.

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, incentivi, 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 di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere congruati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. 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 connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

I costi sostenuti per 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 imputa-

(24) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

88961/545

tazione 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 quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. 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.

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.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza

nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

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 nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPOSTE SUL REDDITO

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

Inoltre, la necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

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.

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.

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 rilevate 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.

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 (c.d. exit price).

Le attività e passività valutate al fair value sono classificate secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività;
- 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 o indirettamente;
- Livello 3: input non basati su dati di mercato 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 bilancio

Gli schemi di bilancio sono analoghi a quelli adottati nell'esercizio precedente.

3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche agli IFRS, efficaci a partire dal 1° gennaio 2024 non hanno prodotto effetti significativi.

4 Principi contabili di recente emanazione

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

Con il Regolamento n. 2024/2862 emesso dalla Commissione Europea in data 12 novembre 2024, sono state omologate le modifiche allo IAS 21 "Impossibilità di cambio" volte, sostanzialmente, a richiedere la stima di un tasso di cambio corrente nel caso in cui una valuta non sia convertibile in un'altra. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2025.

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

In data 9 aprile 2024, lo IASB ha emesso l'IFRS 18 "Presentation and Disclosure in Financial Statements" che sostituisce lo IAS 1. In particolare, al fine di aumentare la comparabilità e la trasparenza delle informazioni, l'IFRS 18: (i) richiede la presentazione di specifici



88961/547

risultati parziali nello schema di conto economico e apporta limitate modifiche, essenzialmente, agli schemi di rendiconto finanziario e stato patrimoniale; (ii) introduce specifiche disclosure, da fornirsi nelle note al bilancio, sulle management-defined performance measure; e (iii) introduce nuovi principi di aggregazione e disaggregazione delle informazioni presentate in bilancio. Le disposizioni dell'IFRS 18 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

In data 9 maggio 2024, lo IASB ha emesso l'IFRS 19 "Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures", volto a ridurre i disclosure requirement ai fini della redazione del bilancio di esercizio (e, eventualmente, consolidato) delle società (che non siano né quotate né istituzioni finanziarie) controllate, direttamente o indirettamente, da una società che redige il proprio bilancio consolidato IFRS, disponibile per il pubblico utilizzo. Le disposizioni dell'IFRS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

In data 30 maggio 2024, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Classification and Measurement of Financial Instruments" volte sostanzialmente a chiarire il timing dell'eliminazione contabile di passività finanziarie regolate tramite sistemi di pagamento elettronici e a fornire chiarimenti in merito alla classificazio-

ne delle attività finanziarie con caratteristiche ambientali, sociali e di governance (ad es. sustainability bond). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

In data 18 luglio 2024, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards – Volume 11", 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 2026.

In data 18 dicembre 2024, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contracts Referencing Nature-dependent Electricity" volte sostanzialmente a: (i) chiarire l'utilizzo della "own-use exemption" per i contratti di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili; e (ii) consentire, al soddisfacimento di determinate condizioni, la designazione di una copertura cash flow hedge in presenza di contratti di acquisto o vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (regolabili su base netta). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione di cui sopra e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.



88961 / 568

5 Business combination e altre transazioni significative

Acquisizioni

Nel 2024 Eni ha finalizzato operazioni di aggregazione aziendale con acquisizione del controllo di società terze per un investimento complessivo di €2.060 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €468 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €265 milioni.

EXPLORATION & PRODUCTION

Il 31 gennaio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con attività prevalentemente a gas naturale, localizzate in Indonesia, Algeria, Regno Unito e Paesi Bassi per il corrispettivo di €1.959 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti per €476 milioni; (ii) attività non correnti per €3.698 milioni; (iii) indebitamento finanziario netto per €405 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €257 milioni; (iv) passività correnti e non correnti per €1.810 milioni. Il prezzo è stato allocato in via definitiva principalmente a riserve certe e a riserve probabili/possibili, senza rilevazione di goodwill.

PLENITUDE

Nel 2024 Plenitude ha finalizzato acquisizioni principalmente in Spagna singolarmente non significative per il corrispettivo complessivo di €51 milioni, assumendo indebitamento finanziario netto di €53 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €8 milioni. Le acquisizioni hanno riguardato società operanti nel settore delle energie rinnovabili

con capacità complessiva di circa 305 MW e, nel settore retail, l'acquisizione del controllo attraverso l'acquisto della quota residua del 49% di Enera Conseil SAS. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite di Enera Conseil SAS è stata effettuata su basi provvisorie con la rilevazione di goodwill per €5 milioni.

ENILIVE

Il 31 maggio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% delle società Atenoil, con sede in Spagna, che operano nel settore della distribuzione al dettaglio di carburanti attraverso una rete di stazioni di servizio con 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia per il corrispettivo di €50 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti per €5 milioni; (ii) attività non correnti per €37 milioni; (iii) indebitamento finanziario netto per €10 milioni; (iv) passività correnti e non correnti per €10 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con la rilevazione di goodwill per €28 milioni.

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2023 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle business combination e altre transazioni significative del 2024, riepilogate per settore-linea di business, sono riportati nella seguente tabella.

(€ milioni)	Exploration & Production - Gruppo Neptune Energy	Plenitude - Energie rinnovabili e retail	Enilive - Atenoil	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	257	8		265
Attività finanziarie correnti	233			233
Altre attività	476	5	5	486
Totale attività correnti	966	13	5	984
Immobili, impianti e macchinari	2.501	71	14	2.586
Attività per imposte anticipate	407			407
Altre attività	790	57	23	870
Totale attività non correnti	3.698	128	37	3.863
TOTALE ATTIVITÀ	4.664	141	42	4.847
Passività finanziarie	45		8	53
Altre passività	310	3	6	319
Totale passività correnti	355	3	14	372
Passività finanziarie	850	61	2	913
Fondi per rischi e oneri	829		1	830
Passività per imposte differite	586		3	589
Altre passività	85	2		87
Totale passività non correnti	2.350	63	6	2.419
TOTALE PASSIVITÀ	2.705	66	20	2.791
ATTIVITÀ NETTE ACQUISITE	1.959	75	22	2.056
Goodwill		5	28	33
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		(28)		(28)
Interessenze di terzi		(1)		(1)
Totale prezzo di acquisto	1.959	51	50	2.060

Le società acquisite nel 2024 contribuiscono ai ricavi del gruppo per €758 milioni e all'utile complessivo per €319 milioni, di cui il gruppo Neptune rispettivamente per €689 milioni e €325 milioni. I costi delle acquisizioni non sono significativi.

88961/549

Disinvestimenti

Nel 2024 Eni ha eseguito un piano di dismissioni di attività petrolifere nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la politica finanziaria di selettività nello spending, nonché della strategia di creazione di entità finanziariamente indipendenti, focalizzate geograficamente, aggregando le proprie attività con quelle di altri operatori per massimizzare le sinergie e le opportunità di generazione di cassa. Le operazioni di dismissione/conferimento realizzate hanno comportato un incasso complessivo di €1.040 milioni e l'acquisizione di partecipazioni in società collegate di €788 milioni, cedendo disponibilità finanziarie nette di €101 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €153 milioni.

EXPLORATION & PRODUCTION

Il 22 agosto 2024 è stata finalizzata la cessione delle attività petrolifere onshore in Nigeria classificate come destinate alla vendita nel bilancio 2023. L'operazione ha comportato la cessione del controllo della Nigerian Agip Oil Co Ltd e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette di €608 milioni, di cui attività finanziarie nette di €22 milioni e il realizzo di una plusvalenza di €371 milioni.

Il 3 ottobre 2024 è stata finalizzata la business combination con Ithaca Energy Plc con l'aggregazione della quasi totalità delle attività Eni di produzione di petrolio e gas localizzate nella piattaforma continentale del Regno Unito con il portafoglio di attività complementari dell'operatore britannico indipendente. A fronte di

tale aggregazione la società Eni conferente Eni UK ha ricevuto azioni ordinarie Ithaca Energy di nuova emissione rappresentative di una partecipazione pari a circa il 38,7% del capitale sociale dell'entità risultante dall'aggregazione. L'operazione ha comportato la perdita del controllo di Eni Elgin/Franklin Ltd, Eni UKCS Ltd, Eni Energy E&P UK Ltd (ex Neptune E&P UK Ltd) e Eni Energy E&P UKCS Ltd (ex Neptune E&P UKCS Ltd) che sono state conferite in Ithaca Energy Plc con la cessione di attività e passività nette di €670 milioni, di cui attività finanziarie nette di €67 milioni comprensive di disponibilità liquide ed equivalenti per €103 milioni e, in cambio, la rilevazione della partecipazione in Ithaca Energy Plc per €788 milioni con una plusvalenza da conferimento di €118 milioni quale differenza tra il valore della partecipazione ricevuta e il valore netto contabile delle attività cedute nei limiti della quota realizzata con il terzo pari al 61,3%, c.d. metodo della "downstream transaction".

REFINING

Il 3 settembre 2024 è stata finalizzata la cessione del 100% della società Eni Ecuador SA e della sua controllata Esain SA attive nel business del trasporto, stoccaggio, confezionamento e commercializzazione del GPL. L'operazione ha comportato la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette di €53 milioni, di cui €12 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti e il realizzo di una plusvalenza di €7 milioni.

I valori patrimoniali, alla data delle singole cessioni e/o business combination effettuate nel 2024 sono riportati nella seguente tabella.

(€ milioni)	Exploration & Production - Nigerian Agip Oil Co Ltd	Exploration & Production - Business combination Ithaca Energy Plc	Refining - Eni Ecuador SA	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	38	103	12	153
Altre attività	675	89	38	802
Totale attività correnti	713	192	50	955
Immobili, impianti e macchinari	806	1.333	18	2.157
Attività per imposte anticipate	86	327		413
Altre attività	76	44	5	125
Totale attività non correnti	968	1.704	23	2.695
TOTALE ATTIVITÀ	1.681	1.896	73	3.650
Passività finanziarie	10			10
Altre passività	509	292	15	816
Totale passività correnti	519	292	15	826
Passività finanziarie	6	36		42
Altre passività	548	898	5	1.451
Totale passività non correnti	554	934	5	1.493
TOTALE PASSIVITÀ	1.073	1.226	20	2.319
Totale patrimonio netto di Eni	608	670	53	1.331
TOTALE PATRIMONIO NETTO	608	670	53	1.331
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	1.681	1.896	73	3.650



88961/550

6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €8.183 milioni (€10.193 milioni al 31 dicembre 2023) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €4.816 milioni (€6.462 milioni al 31 dicembre 2023) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in dollari USA per €5.269 milioni e in euro per €2.402 milioni (rispettivamente, €7.328 milioni e €1.945 milioni al 31 dicembre 2023) e rappresentano l'impiego sul mercato

della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di €54 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2023) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti. Nel mese di febbraio 2025 €42 milioni sono stati svincolati.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 11 giorni con un tasso di interesse effettivo del 4,88% per i depositi in dollari USA (€3.396 milioni) e di 8 giorni con un tasso di interesse effettivo del 3,12% per i depositi in euro (€1.240 milioni).

7 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	965	1.250
Altri titoli	5.474	5.196
	6.439	6.446
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	358	336
	6.797	6.782

Le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato (strette creditizie, crisi finanziarie e altri shock macroeconomici o settoriali), per far fronte a fabbisogni imprevisi e per garantire adeguata elasticità ai programmi di svilup-

po. 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 €738 milioni (€1.288 milioni al 31 dicembre 2023). L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	4.230	3.766
Dollaro USA	2.209	2.680
	6.439	6.446
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	162	200
Dollaro USA	196	136
	358	336
	6.797	6.782

88961/551

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

(€ milioni)	Valore Nominale	Fair Value	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	57	58	Baa3	BBB
Stati Uniti d'America	703	693	Aaa	AA+
Cile	61	60	A2	A
Francia	60	61	Aa3	AA-
Altri ^(a)	67	66	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB-
	948	938		
Tasso variabile				
Italia	27	27	Baa3	BBB
	27	27		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	975	965		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	3.083	3.087	da Aaa a Baa2	da AAA a BB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	986	982	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	74	72	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	4.143	4.141		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	369	371	da Aa2 a Baa2	da AA a BBB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	709	714	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB-
Altri titoli	247	248	da Aaa a Baa1	da AAA a BBB+
	1.325	1.333		
Totale Altri titoli	5.468	5.474		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.443	6.439		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	358	358	da Aaa a Baa1	da AAA a BBB+
	6.801	6.797		

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

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund. Per le Attività finanziarie destinate al trading la gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.169 milioni e di livello 2 per €270 milioni; per

le Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico la gerarchia del fair value è di livello 2 per l'intero ammontare. Nel corso dell'esercizio 2024 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

8 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Crediti commerciali	12.562	13.184
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.754	1.365
Crediti per attività di disinvestimento	527	200
Crediti verso altri	2.058	1.802
Totale al netto del fondo svalutazione	16.901	16.551

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

Il decremento dei crediti commerciali di €622 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power per €263 milioni, alla linea di business Enilive per €334 milioni e alla linea di business Ple-

nitude per €106 milioni. Il decremento relativo al settore Global Gas & LNG Portfolio & Power e alla linea di business Plenitude risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei crediti.

Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazio-



88961/552

ni di cessione pro soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza 2025. L'ammontare delle operazioni poste in essere nel 2024 è in linea con l'esercizio precedente.

La maggiore esposizione per crediti commerciali relativi a forniture di idrocarburi da produzioni equity riguarda le controparti società petrolifere di Stato dell'Egitto verso le quali sono in essere crediti commerciali netti pari a €1.256 milioni (€1.156 milioni al 31 dicembre 2023) in parte scaduti. Sulla base degli impegni presi dalle autorità del Paese per regolarizzare l'esposizione debitoria verso Eni è stata stimata una perdita attesa che considera le previsioni temporali d'incasso. Gli incassi dell'esercizio hanno rispettato la tempistica degli accordi definiti a inizio anno; pertanto, il valore del fondo svalutazione è confermato pari al time value.

L'incremento dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione di €389 milioni riguarda i crediti per chiamate fondi ai partner di Eni nei progetti operati.

I crediti verso altre controparti sono relativi: (i) per €690 milioni (€600 milioni al 31 dicembre 2023) al 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 SA, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai

soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione calcolato con un tasso di expected credit loss ritenuto idoneo a scontare il rischio della controparte di Stato e la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati di gas naturale. A fronte del benessere delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, anche nel 2024 sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA per 4,2 milioni di barili, per effetto dei quali è stato limitato l'incremento dello scaduto. Sono in corso interlocuzioni con le competenti autorità USA al fine di ottenere una licenza specifica per nuove compensazioni; (ii) per €362 milioni (€358 milioni al 31 dicembre 2023) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) per €243 milioni (€231 milioni al 31 dicembre 2023) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro per €9.173 milioni e in dollari USA per €7.270 milioni (rispettivamente €9.915 milioni e €6.041 milioni al 31 dicembre 2023).

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 bonis			Crediti in default	Clienti Plenitude	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2024						
Clienti business	3.545	5.138	253	700		9.636
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	369	733	214	3.503		4.819
Altre controparti	1.505	610	1	255	2.860	5.231
Valore lordo	5.419	6.481	468	4.458	2.860	19.686
Fondo svalutazione	(10)	(27)	(12)	(2.162)	(574)	(2.785)
Valore netto	5.409	6.454	456	2.296	2.286	16.901
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,2	0,4	2,6	48,5	20,1	14,1
31.12.2023						
Clienti business	3.577	5.303	331	909		10.120
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	215	634	168	2.438		3.455
Altre controparti	1.103	616	10	590	2.995	5.314
Valore lordo	4.895	6.553	509	3.937	2.995	18.889
Fondo svalutazione	(19)	(72)	(23)	(1.668)	(556)	(2.338)
Valore netto	4.876	6.481	486	2.269	2.439	16.551
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	1,1	4,5	42,4	18,6	12,4

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business

e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei partner in joint venture della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste periodicamente per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.



88961/553

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31.12.2024						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.573	114	60	127	219	2.093
- Middle	470	16	4	17	132	639
- Altri	123	2	1	1	1	128
Valore lordo	2.166	132	65	145	352	2.860
Fondo svalutazione	(74)	(38)	(45)	(99)	(318)	(574)
Valore netto	2.092	94	20	46	34	2.286
Expected loss (%)	3,4	28,8	69,2	68,3	90,3	20,1
31.12.2023						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.477	107	45	93	207	1.929
- Middle	716	39	7	11	134	907
- Altri	149	4	1	4	1	159
Valore lordo	2.342	150	53	108	342	2.995
Fondo svalutazione	(72)	(40)	(38)	(76)	(330)	(556)
Valore netto	2.270	110	15	32	12	2.439
Expected loss (%)	3,1	26,7	71,7	70,4	96,5	18,6

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	2024	2023
Fondo svalutazione iniziale	2.338	2.954
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	136	160
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	243	342
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(85)	(140)
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in default	(324)	(485)
Altre variazioni	477	(493)
Fondo svalutazione finale	2.785	2.238

Il fondo svalutazione è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €3.292 milioni (€3.493 milioni al 31 dicembre 2023), che includono depositi, polizze assicurative, fidejussioni e garanzie bancarie.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti alla linea di business Plenitude per €92 milioni (€78 milioni nel 2023) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €150 milioni (€238 milioni nel 2023) e riguardano principalmente i crediti per le forniture d'idrocarburi a Società di stato

e chiamate fondi nei confronti dei partner in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €64 milioni (€90 milioni nel 2023).

I rilasci del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €409 milioni sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €170 milioni, di cui per €112 milioni rilasci per esubero del fondo svalutazione crediti verso la società di Stato del Venezuela PDVSA a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nel corso dell'esercizio; (ii) alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €49 milioni sostanzialmente a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le migliorate condizioni di mercato; (iii) alla linea di business Plenitude per €136 milioni.

88961/554

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2024	2023	2022
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(379)	(502)	(419)
Perdite nette su crediti	(57)	(95)	(81)
Rilasci per esubero	268	351	547
	(168)	(249)	47

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

9 Rimanenze e rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.436	1.292
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.721	1.628
Prodotti semilavorati, finiti e merci	3.092	3.260
Altre	10	6
Totale rimanenze correnti	6.259	6.186

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

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.685 milioni (€1.490 milioni al 31 dicembre 2023).

I prodotti semilavorati, finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.164 milioni (€2.376 milioni al 31 dicembre 2023)

e prodotti chimici per €742 milioni (€666 milioni al 31 dicembre 2023). Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €567 milioni (€583 milioni al 31 dicembre 2023).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.595 milioni (€1.576 milioni al 31 dicembre 2023), sono possedute da società italiane per €1.575 milioni (€1.555 milioni al 31 dicembre 2023) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

10 Attività e passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2024				31.12.2023			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	695	129	587	40	460	142	1.685	38

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.

Le passività per imposte sul reddito correnti del 2023 comprendevano l'ammontare di €455 milioni relativo al Contributo di Solidarietà 2023 ex L. 191/2023 il cui pagamento è avvenuto nel 2024.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €34 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2023).

88961/55

11 Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2024				31.12.2023			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	874	88	1.921	153	3.323	46	2.414	153
Passività da contratti con la clientela			552	655			437	691
Attività e passività relative ad altre imposte	850	147	1.749	48	915	137	1.811	16
Altre	1.938	3.776	827	3.593	1.390	3.210	917	3.236
	3.662	4.011	5.049	4.449	5.637	3.393	5.579	4.096

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €847 milioni, di cui €711 milioni correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€755 milioni al 31 dicembre 2023, di cui €637 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €1.210 milioni correnti (€812 milioni al 31 dicembre 2023) e €2.298 milioni non correnti (€2.247 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) attività verso un operatore italiano per €732 milioni in relazione all'accordo sulla ripartizione dei costi ambientali pregressi e futuri sostenuti da Eni per le attività svolte o in corso presso alcuni siti nazionali gestiti in passato congiuntamente dai due partner; (iii) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €3 milioni e oltre i 12 mesi per €295 milioni (oltre i 12 mesi per €307 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €318 milioni (€295 milioni al 31 dicembre 2023); (v) crediti non correnti per attività di disinvestimento di €144 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2023).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €486 milioni (€469 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €331 milioni (€292 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €218 milioni (€275 milioni al 31 dicembre 2023), di cui correnti per €55 milioni (€56 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €65 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2023).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2024 sono indicati alla nota n. 29 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €895 milioni (€1.034 milioni al 31 dicembre 2023) e passività per Iva per €405 milioni (€326 milioni al 31 dicembre 2023).

Le altre passività comprendono: (i) debiti non correnti verso le società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €2.104 milioni (€2.040 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine per €303 milioni i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati oltre i 12 mesi (entro i 12 mesi per €131 milioni e oltre i 12 mesi per €260 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) il diritto protettivo del valore dell'investimento riconosciuto da Eni al fondo EIP, socio di minoranza di Plenitude, a seguito della sottoscrizione nel marzo 2024 di un aumento di capitale riservato di €588 milioni, sotto forma di un impegno di riacquisto della partecipazione a un valore minimo che consenta al fondo di rimborsare i debiti finanziari contratti per l'operazione. Il valore d'iscrizione della put è pari al valore attuale dell'impegno massimo di Eni di €392 milioni. La scadenza è nel 2027; (iv) passività per ricavi e proventi anticipati di €315 milioni (€343 milioni al 31 dicembre 2023), di cui correnti per €194 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2023); (v) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €396 milioni (€312 milioni al 31 dicembre 2023); (vi) depositi cauzionali per €265 milioni (€286 milioni al 31 dicembre 2023), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €207 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2023); (vii) passività per attività d'investimento per €96 milioni (€101 milioni al 31 dicembre 2023).

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

88961/556

12 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni 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 acconti	Totale
2024							
Valore iniziale netto	1.111	37.421	4.588	1.568	9.682	1.929	56.299
Investimenti	31	20	255	419	5.546	1.728	7.999
Capitalizzazione ammortamenti				28	260		288
Ammortamenti ^(a)	(57)	(5.668)	(575)				(6.300)
Svalutazioni	(9)	(1.705)	(371)		(669)	(382)	(3.136)
Riprese di valore		107	92		74	30	303
Radiazioni		(1)	(1)	(414)	(5)	(1)	(422)
Differenze di cambio da conversione	1	2.071	49	91	554	8	2.774
Rilevazione iniziale e variazione stima		35	6	(4)	62	(2)	97
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	12	1.314	3	97	1.090	70	2.586
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite	(1)	(822)	(17)	(25)	(486)		(1.351)
Trasferimenti	47	6.865	566	(6)	(6.859)	(613)	
Altre variazioni	7	(1.408)	(104)	(12)	2.047	197	727
Valore finale netto	1.142	38.229	4.491	1.742	11.296	2.964	59.864
Valore finale lordo	4.412	139.117	33.226	1.742	14.589	5.490	198.576
Fondo ammortamento e svalutazione	3.270	100.888	28.735		3.293	2.526	138.712
2023							
Valore iniziale netto	1.088	40.492	4.280	1.345	7.494	1.633	56.332
Investimenti	22		407	764	6.294	1.252	8.739
Capitalizzazione ammortamenti				20	184	1	205
Ammortamenti ^(a)	(47)	(5.699)	(610)				(6.356)
Svalutazioni	(30)	(1.164)	(366)		(226)	(390)	(2.176)
Riprese di valore		109	42		257	36	444
Radiazioni			(2)	(420)	(25)		(447)
Differenze di cambio da conversione	1	(1.223)	(39)	(46)	(268)	(3)	(1.578)
Rilevazione iniziale e variazione stima	3	698	16	17	14		748
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	48	521	298		131	77	1.075
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite			(1)				(1)
Trasferimenti	37	5.592	595	(70)	(5.522)	(632)	
Altre variazioni	(11)	(1.905)	(32)	(42)	1.349	(45)	(686)
Valore finale netto	1.111	37.421	4.588	1.568	9.682	1.929	56.299
Valore finale lordo	4.354	139.866	32.121	1.568	13.670	4.308	195.887
Fondo ammortamento e svalutazione	3.243	102.445	27.533		3.988	2.379	139.588

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €220 milioni (€94 milioni nel 2023), riferiti al settore Exploration & Production per €173 milioni (€64 milioni nel 2023), determinati utilizzando un tasso d'interesse medio del 3,5% (3,0% al 31 dicembre 2023).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.033 milioni (€7.108 milioni nel 2023).

Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pa-

88961/57

gamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati tra le Altre variazioni (€2.172 milioni).

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

Gli ammortamenti diversi da quelli degli impianti Oil & Gas, relativi

alle bioraffinerie, impianti petrolchimici, centrali termoelettriche, sistemi fotovoltaici o eolici e altre attività ausiliarie sono calcolati a quote costanti, in base alla vita economico-tecnica. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2023:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	3 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Gli impianti impiegati nell'estrazione e trattamento degli idrocarburi sono ammortizzati secondo la metodologia UOP, utilizzando come base di calcolo le riserve certe stimate secondo i criteri della US Securities & Exchange Commission "SEC" (v. nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi, sezione Criteri di valutazione - Attività mineraria - Ammortamento UOP). I piani di produzione associati agli asset esistenti comportano il progressivo esaurimento delle "riserve certe SEC" iscritte alla data di bilancio, che si prevede saranno prodotte entro circa dieci anni.

Le svalutazioni nette delle attività materiali hanno riguardato: (i) proprietà Oil & Gas (€2.193 milioni) in Alaska e Congo il cui valore è stato allineato al prezzo di vendita nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio E&P, nonché in relazione a revisioni di riserve per proprietà petrolifere in Turkmenistan e giacimenti a gas in Italia; (ii) nella linea di business GGP (€180 milioni) l'impianto di Damietta in funzione delle assunzioni di ridotto utilizzo nel medio termine considerate l'indisponibilità di feedgas dell'Egitto. Nel lungo termine, l'impianto ha prospettive di utilizzo nell'ambito dell'accordo gas con Cipro ed Egitto che prevede l'esportazione delle riserve cipriote verso l'Europa facendo leva sugli impianti di trattamento e liquefazione del gas di proprietà Eni in Egitto. La svalutazione assume un WACC post tax del 5,8% che si ridetermina in 9,85% pre-tax; (iii) investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione e della chimica tradizionale svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€439 milioni), nonché di un impianto di polietilene oggetto di chiusura a causa del peggioramento dello scenario petrolchimico. Tra il 2023 e il 2024 Eni ha svalutato la quasi totalità degli impianti petrolchimici legati al ciclo tradizionale a causa del deterioramento delle condizioni di mercato, dei costi energetici dell'industria europea più elevati rispetto alle altre geografie e della crescente pressione competitiva da parte di produttori con maggiore scala e minori costi di input. È stato definito un piano di trasformazione e di riconversione industriale del settore chimico Eni che farà leva sulle tecnologie proprietarie e sullo sviluppo

della biochimica e della chimica da riciclo, che comporterà la ristrutturazione dei siti tradizionali non più competitivi. Maggiori informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore del settore Oil & Gas sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese consolidate con moneta funzionale dollaro USA per €2.770 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento delle stime dei costi di abbandono, dell'avvio di nuovi progetti parzialmente compensato dall'incremento dei tassi di attualizzazione.

La variazione dell'area di consolidamento - Società entrate è riferita per €2.501 milioni all'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con asset prevalentemente a gas naturale, localizzati principalmente in Indonesia, Algeria, Regno Unito e Paesi Bassi.

La variazione dell'area di consolidamento - Società uscite è riferita per €1.333 milioni all'operazione di business combination con Ithaca Energy Plc.

Le altre variazioni comprendono la cessione degli asset oil&gas in Alaska per €940 milioni e la riclassifica ad attività destinate alla vendita di asset oil & gas in Congo per €389 milioni.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €6.656 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Costa d'Avorio, Congo, Italia, Messico, Egitto, Iraq, Emirati Arabi.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €414 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati/valutati d'insuccesso, relativi in particolare ad iniziative in Emirati Arabi, Egitto, Kazakhstan, Vietnam, Cipro e Libia.



88961/588

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.662 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €95 milioni ai

costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2024	2023	2022
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.391	1.085	1.101
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	485	834	547
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(362)	(388)	(374)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(4)	(72)	(147)
Cessioni	(7)	(3)	(2)
Variazione dell'area di consolidamento	76		(114)
Differenze cambio da conversione	83	(40)	65
Altre variazioni		(25)	9
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.662	1.391	1.085

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

	2024 (€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	2023 (€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	2022 (€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	253	4,4	417	7,9	216	5,0
- da 1 a 3 anni	604	11,3	347	6,1	246	4,9
- oltre 3 anni	805	18,2	627	14,5	623	13,9
	1.662	33,9	1.391	28,5	1.085	23,8
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	253	4,4	417	7,9	204	4,5
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	1.053	16,1	804	14,0	579	11,3
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	356	13,4	170	6,6	302	8,0
	1.662	33,9	1.391	28,5	1.085	23,8

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€356 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali Paesi di presenza (Indonesia, Nigeria e Paesi Bassi).

I costi dei progetti con pozzi perforati negli ultimi dodici mesi si riferiscono a sei permessi per i quali sono tuttora in corso le valutazioni dei risultati del drilling eseguito.

I costi dei pozzi relativi ai progetti con delineazione in corso si riferiscono per circa €750 milioni a dodici permessi per i quali sono in

corso studi e negoziazioni per consentire il passaggio alle fasi successive del progetto, mentre per il rimanente valore si riferiscono a cinque permessi in cui le attività di drilling sono in corso o sono pianificate nel prossimo futuro.

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Indonesia	Paesi Bassi	Totale
2024											
Valore iniziale	429	924		23	215	2	475	2	89		2.159
Investimenti						15			709	120	844
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(421)			74		(5)					(352)
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(2)		(24)	(40)	(9)	(58)				(133)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	8	59		4	12		28		50		161
Valore finale	16	981		77	187	3	445	2	848	120	2.679
2023											
Valore iniziale	198	958	95	16	211	3	520	2			2.003
Investimenti					61				92		153
Riprese di valore (svalutazioni) nette	243		(93)	8							158
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(1)			(51)	(1)	(28)				(81)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(12)	(33)	(2)	(1)	(6)		(17)		(3)		(74)
Valore finale	429	924		23	215	2	475	2	89		2.159

88961/559

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021 del valore iniziale di €944 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando i costi di ricerca e pre-sviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.287 milioni. Conclude con esito favorevole per Eni tutte le vicende giudiziarie relative a presunti reati di corruzione internazionale in merito all'assegnazione della licenza, l'arbitrato ICSID promosso da Eni nei confronti del Governo Federale della Nigeria per far valere il proprio diritto alla conversione della licenza esplorativa in titolo di sviluppo è stato sospeso d'intesa tra le parti per negoziare un accordo di sviluppo delle riserve del titolo minerario. La stima del valore recuperabile dell'asset nella prospettiva di utilizzo economico conferma la tenuta del valore di libro.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €22.205 milioni (€22.650 milioni al 31 dicembre 2023).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €377 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Enilive.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2023) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €88 milioni (€91 milioni al 31 dicembre 2023).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi.

13 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2024									
Valore iniziale netto	1.977	449	724	492	17	580	17	578	4.834
Incrementi	630	294	690	59	53	52	19	317	2.114
Ammortamenti ^(a)	(146)	(342)	(391)	(79)	(22)	(132)	(14)	(73)	(1.199)
Svalutazioni			(4)	(21)	(10)			(5)	(40)
Differenze di cambio da conversione	145	19	5	(1)		7		18	193
Variazione dell'area di consolidamento		38				5	1	(2)	42
Altre variazioni		(39)	(19)	2	(2)	(25)	(2)	(37)	(122)
Valore finale netto	2.606	419	1.005	452	36	487	21	796	5.822
Valore finale lordo	3.217	1.235	2.095	873	97	1.067	57	1.049	9.690
Fondo ammortamento e svalutazione	611	816	1.090	421	61	580	36	253	3.868
2023									
Valore iniziale netto	2.142	148	682	457	19	595	42	361	4.446
Incrementi	14	570	402	133	19	110	14	322	1.584
Ammortamenti ^(a)	(145)	(219)	(315)	(74)	(18)	(125)	(12)	(65)	(973)
Svalutazioni			(3)		(2)			(36)	(41)
Riprese di valore			3					2	5
Differenze di cambio da conversione	(71)	(8)	(5)	4		(2)		(7)	(89)
Variazione dell'area di consolidamento						3		10	13
Altre variazioni	37	(42)	(40)	(28)	(1)	(1)	(27)	(9)	(111)
Valore finale netto	1.977	449	724	492	17	580	17	578	4.834
Valore finale lordo	2.409	985	1.593	822	81	1.039	47	826	7.802
Fondo ammortamento e svalutazione	432	536	869	330	64	459	30	248	2.968

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali e immateriali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €5.822 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €4.266 milioni (€3.333 milioni al 31 dicembre 2023) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei

progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 13 e 17 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component e le locazioni di mez-



88961/560

zi navali per le attività di shipping; (ii) alla linea di business Enilive per €519 milioni (€565 milioni al 31 dicembre 2023) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €476 milioni (€515 milioni al 31 dicembre 2023) e riguarda principalmente i contratti di affitto di beni per l'attività di staff (immobili e informatica).

Gli incrementi sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €1.695 milioni e riguardano in particolare mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO) per €630 milioni, mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas per €469 milioni, di cui €353 milioni della Eni Trade & Biofuels SpA e il noleggio di "rig" di perforazione per €294 milioni. I principali contratti riguardano asset in Costa d'Avorio, Congo e Italia; (ii) alla linea di business Enilive €91 milioni e riguardano in particolare nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni, locazione stazioni di servizio e al parco auto dedicato al

business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €75 milioni e riguardano in particolare il rinnovo della flotta aerea di Servizi Aerei SpA per €53 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €329 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) contratti di capacità di stoccaggio e di noleggio navi time charter per €16 milioni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga o risoluzione in essere al 31 dicembre 2024 di: (i) contratti di asset a servizio del business upstream per €855 milioni; (ii) contratti di locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €131 milioni; (iii) contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €287 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2024			
Valore iniziale	1.128	4.208	5.336
Incrementi		2.109	2.109
Decrementi	(1.194)	(11)	(1.205)
Differenze di cambio da conversione	36	175	211
Variazione dell'area di consolidamento	35	15	50
Altre variazioni	1.274	(1.322)	(48)
Valore finale	1.279	5.174	6.453
2023			
Valore iniziale	884	4.067	4.951
Incrementi		1.584	1.584
Decrementi	(949)	(14)	(963)
Differenze di cambio da conversione	(16)	(81)	(97)
Variazione dell'area di consolidamento	1	12	13
Altre variazioni	1.208	(1.360)	(152)
Valore finale	1.128	4.208	5.336

88961 | 561

La passività per beni in leasing è riferibile per €616 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2023) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €1.205 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €305 milioni. La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per

€4.510 milioni e in euro per €1.723 milioni (rispettivamente, €3.573 milioni e €1.608 milioni al 31 dicembre 2023).

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2024	2023	2022
Altri ricavi e proventi			
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	14	17	6
	14	17	6
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
- oneri da remeasurement delle passività per beni in leasing	3	3	1
- leasing di breve durata	81	59	113
- leasing di modico valore	37	37	27
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	22	20	14
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(5)	(5)	(5)
	138	114	150
Ammortamenti, svalutazioni nette e radiazioni			
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	1.199	973	1.013
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali e immateriali	(277)	(199)	(186)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	40	41	18
- riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing	(4)	(5)	(14)
- radiazioni diritto di utilizzo beni in leasing	3		
	961	810	831
Proventi (oneri) finanziari			
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(314)	(267)	(315)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	17	11	8
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	(36)	19	(4)
	(333)	(237)	(311)



88961/562

14 Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
2024							
Valore iniziale netto	663	450	2.107	3.220	3.133	26	6.379
Investimenti	14	31	441	486			486
Capitalizzazione ammortamenti			4	4			4
Ammortamenti ^(a)	(6)	(98)	(289)	(393)			(393)
Svalutazioni	(10)		(12)	(22)	(9)		(31)
Radiazioni	(153)		(2)	(155)			(155)
Variazione dell'area di consolidamento			73	73	36		109
Differenze di cambio da conversione	31		12	43			43
Altre variazioni	(5)	14	(24)	(15)	7		(8)
Valore finale netto	534	397	2.310	3.241	3.167	26	6.434
Valore finale lordo	1.197	2.166	5.190	8.553			
Fondo ammortamento e svalutazione	663	1.769	2.880	5.312			
2023							
Valore iniziale netto	793	176	1.394	2.363	3.138	24	5.525
Investimenti	20	41	415	476			476
Ammortamenti	(8)	(92)	(255)	(355)			(355)
Svalutazioni	(22)		(17)	(39)	(6)		(45)
Riprese di valore	11			11			11
Radiazioni	(85)		(3)	(88)			(88)
Variazione dell'area di consolidamento		291	461	752	25	2	779
Differenze di cambio da conversione	(19)		(1)	(20)			(20)
Altre variazioni	(27)	34	113	120	(24)		96
Valore finale netto	663	450	2.107	3.220	3.133	26	6.379
Valore finale lordo	1.295	2.119	4.674	8.088			
Fondo ammortamento e svalutazione	632	1.669	2.567	4.868			

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro 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 unpro-

ved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il commitment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente in Costa d'Avorio.

88961/563

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

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Diritti esplorativi proved	79	91
Diritti esplorativi unproved	455	572
	534	663

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 radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €153 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita riguarda: (i) per €50 milioni le acquisizioni di attività rinnovabili effettuate in Spagna da Plenitude; (ii) per €23 milioni l'acquisizione del 100% delle società Atenoil con sede in Spagna, che operano nel settore delle stazioni di servizio con 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €1.154 milioni (€1.148 milioni al 31 dicembre 2023) di cui €898 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili (€879 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) attività per acquisizione di clientela della linea di business Plenitude di €412 milioni (€393 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) customer relationship per €84 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject (€92 milioni al 31 dicembre 2023).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2023:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	3 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.692 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Plenitude	2.916	2.909
Enlive	121	100
Chimica	117	112
Altri	13	12
	3.167	3.133



88961 / 564

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €28 milioni all'acquisizione delle società Atenoil; (ii) per €5 milioni all'acquisizione effettuate nell'ambito delle attività retail di Plenitude.

I contributi portati a decremento delle attività immateriali ammontano a €37 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2023).

Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

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

La linea di business Plenitude è attiva nella commercializzazione retail di gas naturale ed energia elettrica, nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella gestione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici. Plenitude ha fatto diverse acquisizioni in ciascuna delle suddette attività che hanno portato alla rilevazione di valori significativi di goodwill.

Il goodwill allocato al business retail di gas naturale ed energia elettrica è pari a €1.220 milioni ed è stato sottoposto a test di recuperabilità creando un'unica CGU che copre tutti i mercati europei in cui Plenitude svolge le proprie attività retail, considerando l'esistenza di sinergie cross-market e da integrazione geografica. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail, compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato rispetto al 2023. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio dei Paesi di operatività, compresi in un intorno del 4,4-4,7%, corrispondenti ad un range tra il 5,6% e il 6,4% pre-tax. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €6 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

La linea di business Plenitude relativa alle energie rinnovabili comprende un goodwill di €978 milioni relativo alle operazioni di business combination eseguite in Italia e nei principali mercati europei di operatività (Spagna, Francia e Grecia). Ai fini del test di recuperabilità le attività sono state raggruppate per CGU omogenee, corrispondenti ad aree geografiche, avuto riguardo ad aspetti tecnici, economici e contrattuali. La recuperabilità del goodwill è stata valutata con riferimento al complesso delle CGU. L'impairment test per la verifica di recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato è stato eseguito sulla base del metodo dei flussi di cassa scontati che comprendono per i primi quattro anni di proiezione il piano aziendale approvato dal management; per gli anni successivi la proiezione coincide con la vita economico tecnica degli impianti utilizzando flussi di cassa normalizzati. I flussi di cassa sono stati determinati sulla base di previsioni di prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica stimate dal management, differenziate per area geografica; per l'Italia è stato assunto un prezzo medio di circa 120 €/Kwh nel quadriennio e di circa €100-110 nel lungo termine. I flussi di cassa sono stati attualizzati a WACC compresi tra il 5,2% e l'8,8%, corrispondenti ad un range tra il 6,7% e l'11% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €352 milioni si azzerava in caso di incremento medio di 0,8% del WACC o di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica di circa l'8%.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività mobilità elettrica pari a €718 milioni è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione. Tale goodwill è stato testato ai fini della recuperabilità sulla base delle proiezioni dei flussi di cassa espliciti per 10 anni e, successivamente, proiezioni basate sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno normalizzato, utilizzando un tasso di crescita in termini nominali rischiato rispetto alle proiezioni sullo sviluppo del mercato dei veicoli elettrici fornite da primari provider di mercato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC del 12%, corrispondenti al 14,2% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €384 milioni si azzerava in caso di incremento di 1,7% del WACC o di un sostanziale azzeramento del tasso di crescita.

88961 / 565

15 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione

La recuperabilità dei valori d'iscrizione delle cash generating unit (CGU) Oil & Gas è la più importante delle stime contabili critiche del bilancio Eni in ragione del peso del capitale investito del settore sul totale dell'attivo consolidato. La determinazione dei flussi di cassa attesi associati all'uso delle CGU Oil & Gas è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione al futuro andamento di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi e di sviluppo, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. Inoltre, la recuperabilità dei valori iscritti dipende dal continuo commitment della Direzione nella prosecuzione delle attività di sviluppo e dalle decisioni di capital allocation. La previsione dei prezzi degli idrocar-

buri incorpora le aspettative della Direzione sull'andamento della domanda e dell'offerta petrolifera nel medio-lungo termine, basata su assunzioni in merito a numerose variabili quali: la crescita macroeconomica, l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e del quadro normativo/politico degli Stati in materia di tutela dell'ambiente e contrasto al cambiamento climatico, il ritmo della transizione energetica, il ruolo delle tecnologie, nonché i piani produttivi delle compagnie petrolifere indipendenti e il ruolo dell'alleanza dei produttori dell'OPEC+. Le previsioni di prezzo dell'Eni sono oggetto di benchmark con le view di banche d'affari e dei consulenti energetici.

Di seguito le principali assunzioni di prezzo Eni per la valutazione di recuperabilità degli asset Oil & Gas, espressi in moneta reale 2023 per comparabilità con lo scenario IEA:

	Valori nominali	Valori in moneta reale 2023				
	2025	2025	2028	2030	2040	2050
Petrolio Brent \$/bbl	75	65	68	69	59	49
Prezzo del gas naturale TTF \$/mmBtu	13	10	9	7	6,6	6,3

Tale scenario non si discosta in misura significativa rispetto a quello adottato nel bilancio precedente. I prezzi effettivi utilizzati nella determinazione dei ricavi futuri delle proprietà Oil & Gas nella verifica di recuperabilità sono derivati dai principali benchmark applicando appropriati differenziali di prezzo stimati dal management per considerare fattori quali le differenti qualità dei greggi, gli specifici meccanismi di indicizzazione e andamenti regionali dei prezzi.

Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri delle CGU è stato stimato come media ponderata del costo del capitale proprio (Ke) e del capitale di debito, in base alla metodologia del Capital Asset Pricing Model. Nello specifico, il Ke considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P500, sia un premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Per le valutazioni del 2024, è stato stimato un costo del capitale di Gruppo di circa il 6%, in leggera riduzione rispetto al 2023 per effetto della riduzione dei parametri di mercato (premio per il rischio equity e rendimenti attivi risk-free). Tale tasso è declinato nei diversi paesi di conduzione delle attività Oil & Gas aggiungendo un premio differenziale rispetto al medio di portafoglio che sconta gli specifici rischi operativi di ciascuna geografia (WACC adjusted).

Sulla base dello scenario prezzi descritto e dei WACC paese così determinati, si registra la sostanziale tenuta dei valori d'iscrizione delle proprietà, ad eccezione di proprietà petrolifere in Congo e Alaska i cui valori contabili sono stati allineati ai prezzi di vendita (rispettivamente €1.077 milioni e €803 milioni) nell'ambito di un ribilanciamento del portafoglio E&P con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia. Inoltre, sono state registrate minori svalutazioni per revisione riserve di giacimenti in Italia e in Turkmenistan (rispettivamente €213 milioni e €88 milioni).

Nel complesso il valore d'uso delle proprietà Oil & Gas stimato allo scenario e ai tassi di attualizzazione Eni esprime un headroom (differenza tra il valore d'uso e i valori di libro) pari a circa il 68% del valore di libro degli asset. L'headroom del portafoglio complessivo sconta i costi attesi che il Gruppo ha pianificato per l'acquisto di crediti di carbonio nell'ambito della strategia di compensazione delle emissioni delle attività Oil & Gas, attraverso crediti di carbonio generati da "natural and technological based solutions". Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate. Sono esclusi le attività di Vår Energi ASA, Azule Energy Holdings Ltd e Ithaca Energy Plc.

88961/566

Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti la stima del valore d'uso, il management ha elaborato le seguenti analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas a differenti scenari rispetto al caso base: (i) il primo scenario prevede un taglio lineare del 10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; (ii) il secondo scenario prevede l'incremento di un punto percentuale del WACC adjusted in ciascun Paese di attività; (iii) il terzo scenario assume le proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO₂ dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA dal 2030

in poi, integrate per gli anni antecedenti non coperti dalle proiezioni IEA, dalle previsioni di prezzo dello scenario Eni del piano quadriennale approvato dalla Direzione e successiva interpolazione lineare fino al 2030.

Il valore d'uso complessivo delle proprietà Oil & Gas calcolato utilizzando i vari scenari di stress test evidenzia un margine "headroom" rispetto ai valori di libro; sono comunque possibili delle svalutazioni come riportato nella tabella successiva.

Di seguito i risultati in termini di variazione dell'headroom e di potenziali impatti di conto economico pre-tax:

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro	Possibili svalutazioni	Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2023		
	Costi CO ₂ deducibili		Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO ₂
Scenario Eni	68%		49 \$/bbl	6,3 \$/mmBTU	Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Haircut del 10% prezzi scenario Eni	51%	(0,8)			Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario Eni con incremento WACC +1%	60%	(0,1)			Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA NZE 2050	10%	(6,2)	25 \$/bbl	4 \$/mmBTU	250-180\$ per tonnellata di CO ₂ ^(a)

(a) Range di valori a seconda di economie avanzate, emergenti con e senza impegni net zero. Per le economie minori previsto un costo inferiore.

Queste sensitivity non considerano possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione e/o cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period.

La sensitivity non è stata applicata alle linee di business Chimica e Generazione elettrica da gas a motivo dei valori contabili poco signifi-

ficativi delle immobilizzazioni materiali (rispettivamente €547 milioni e €862 milioni) e della vita economico-tecnica residua, mentre nessun impatto può essere associato alle raffinerie considerando che i loro valori contabili sono pari a zero. Anche le bioraffineria (iscritte con un valore di €876 milioni) non sono comprese nell'ambito dello stress test poiché non esposte al rischio di transizione.

88961 / 564

16 Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2024				2023			
	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	Totale
Valore iniziale	53	8.250	4.327	12.630	50	7.065	4.977	12.092
Acquisizioni e sottoscrizioni	35	450	242	727	3	1.024	186	1.213
Cessioni e rimborsi	(2)	(291)	(33)	(326)				
Incremento per effetto del risultato	5	795	402	1.202	4	818	800	1.622
Decremento per effetto del risultato	(12)	(123)	(181)	(316)	(3)	(149)	(129)	(281)
Decremento per dividendi	(3)	(655)	(1.094)	(1.752)	(1)	(939)	(1.060)	(2.000)
Variazione dell'area di consolidamento	8	635	7	650	3	13	(227)	(211)
Differenze di cambio da conversione		461	206	667	(2)	(244)	(166)	(412)
Altre variazioni	(2)	(73)	743	668	(1)	662	(54)	607
Valore finale	82	9.448	4.619	14.150	53	8.250	4.327	12.630

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €212 milioni l'acquisizione nella linea di business Plenitude di partecipazioni nelle società 2023 Sol IX Llc (Eni 73,59%) e 2022 Sol VII Llc (Eni 75,26%) titolari di impianti fotovoltaici operativi negli Stati Uniti, della capacità complessiva installata di 0,38 GW in quota Plenitude; (ii) per €160 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di QatarEnergy LNG NFE (5) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando a Eni una quota del 3,125% nel megaprogetto del Qatar per lo sviluppo dell'LNG; (iii) per €90 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la joint venture (Eni 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito; (iv) per €69 milioni la sottoscrizione per costituzione di Mangistau Power BV (Eni 51%) e di Mangistau Renewables BV (Eni 51%); (v) per €64 milioni la sottoscrizione per costituzione da parte di Enilive SpA di partecipazioni in impianti di bioraffinazione in fase di costruzione in Corea del Sud (LG-Eni BioRefining Co Ltd - Eni 49%) e in Malesia (Pengerang Biorefinery Sdn Bhd - Eni 47,5%) in joint venture con operatori locali; (vi) per €34 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (Eni 50%).

Le cessioni e rimborsi riguardano: (i) per €227 milioni la cessione di circa il 10% del capitale sociale di Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto ad investi-

tori istituzionali; (ii) per €64 milioni il rimborso di capitale da parte di E&E Algeria Touat BV.

Gli incrementi per effetto del risultato sono riferiti essenzialmente a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €602 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €259 milioni; (iii) ADNOC Global Trading Ltd per €113 milioni; (iv) Saipem SpA per €75 milioni; (v) SeaCorridor Srl per €45 milioni; (vi) E&E Algeria Touat BV per €40 milioni.

I decrementi per effetto del risultato sono riferiti a: (i) St. Bernard Renewables Llc per €45 milioni; (ii) Vårgrønn AS per €37 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €32 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Vår Energi ASA per €627 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €427 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €269 milioni; (iv) Cardón IV SA per €106 milioni; (v) ADNOC Global Trading Ltd per €102 milioni; (vi) SeaCorridor Srl per €95 milioni; (vii) Ithaca Energy Plc per €69 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €632 milioni alla joint venture E&E Algeria Touat BV (Eni 54%) a seguito dell'entrata nell'area di consolidamento per acquisizione del gruppo Neptune Energy.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale al fair value della collegata Ithaca Energy Plc (quota Eni 37,17%) per €788 milioni a seguito della business combination descritta nella nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.



88961/568

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

(€ milioni)	31.12.2024		31.12.2023	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate:				
- Altre	82		53	
	82		53	
Imprese in joint venture:				
- Azure Energy Holdings Ltd	5.211	50,00	4.750	50,00
- St. Bernard Renewables Lic	806	50,00	829	50,00
- E&E Algeria Touat BV	646	54,00		
- Saipem SpA	528	21,61	722	31,20
- SeaCorridor Srl	485	50,10	530	50,10
- Vågrønn AS	406	65,00	336	65,00
- Mozambique Rovuma Venture SpA	382	35,71	343	35,71
- Cardón IV SA	351	50,00	443	50,00
- 2023 Sol IX Lic	149	73,59		
- GreenIT SpA	111	51,00	92	51,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	61	50,00	43	50,00
- 2022 Sol VII Lic	61	75,26		
- Mangistau Power BV	51	51,00		
- Hergo Renewables SpA	33	65,00	32	65,00
- LabAnalysis Environmental Scienze Srl	26	30,00	25	30,00
- Mangistau Renewables BV	21	51,00		
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	18	70,00	21	70,00
- Altre	103		84	
	9.449		8.250	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	2.275	20,00	2.434	20,00
- Ithaca Energy Plc	725	37,17		
- QatarEnergy LNG NFE (5)	633	25,00	439	25,00
- Coral FLNG SA	231	25,00	239	25,00
- ADNOC Global Trading Ltd	165	20,00	145	20,00
- United Gas Derivatives Co	79	33,33	81	33,33
- Novis Renewables Holdings Lic	74	49,00	70	49,00
- Bluebell Solar Class A Holdings II Lic	72	99,00	70	99,00
- LG-Eni BioRefining Co Ltd	56	49,00		
- Vår Energi ASA		63,04	447	63,04
- Altre	309		402	
	4.619		4.327	
	14.150		12.630	

88961/569

Il valore di carico della partecipazione Vår Energi ASA è pari a zero in relazione all'applicazione del metodo del patrimonio netto che comprende, tra l'altro, la rilevazione dei dividendi distribuiti.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analiz-

zate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica. Al 31 dicembre 2024 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, della Vår Energi ASA e della Ithaca Energy Plc, società quotate in borsa partecipate da Eni e valutate ad equity, sono i seguenti:

	Saipem SpA	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc
Numero di azioni ordinarie	422.920.192	1.573.713.749	614.678.516
% di partecipazione	21,61	63,04	37,17
Prezzo delle azioni (€)	2,509	2,994	1,331
Valore di mercato (€ milioni)	1.061	4.712	818
Valore di libro (€ milioni)	528		725
Differenza valore di mercato e valore di libro (€ milioni)	533	4.712	93

Al 31 dicembre 2024 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione, pertanto non è stato eseguito un impairment test. Il valore di carico è allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata, al netto della quota ascrivibile all'emissione di obbligazioni convertibili.

Il valore di libro della St. Bernard Renewables Llc comprende la rilevazione di un goodwill di €19 milioni confermato dall'allocazione definitiva del prezzo d'acquisto completata al 30 giugno 2024.

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

Altre partecipazioni

(€ milioni)	2024	2023
Valore iniziale	1.256	1.202
Acquisizioni e sottoscrizioni	71	102
Valutazione al fair value con effetto a OCI	62	45
Differenze di cambio da conversione	56	(28)
Altre variazioni	(50)	(65)
Valore finale	1.395	1.256

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, 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 valutazione 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 (pari al 7,4%), 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. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2024 include:

88961/570

(i) la Nigeria LNG Ltd per €690 milioni (€642 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €127 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) la Darwin LNG Pty Ltd per €96 milioni (€78 milioni al 31 dicembre 2023).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2024 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024" che costituisce parte integrante delle presenti note.

17 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2024		31.12.2023	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	1	1.044	34	2.240
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine			7	
	1	1.044	41	2.240
Crediti finanziari a lungo termine	44	2.109		
Crediti finanziari a breve termine	1.040		855	
	1.084	2.109	896	
	1.085	3.153	896	2.240
Titoli strumentali all'attività operativa		62		61
Totale al netto del fondo svalutazione	1.085	3.215	896	2.301

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

(€ milioni)	2024	2023
Valore iniziale	383	391
Accantonamenti	26	15
Rilasci	(3)	(9)
Differenze di cambio da conversione	24	(13)
Altre variazioni	(3)	(1)
Valore finale	427	383

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€994 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziarie. L'esposizione maggiore è nei confronti della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €522 milioni (€453 milioni al 31 dicembre 2023), che ha realizzato l'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'Area 4 in Mozambico.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €214 milioni (€149 milioni al 31 dicembre 2023).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.044 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,7% e 4,8% (1,9% e 5,2% al 31 dicembre 2023).

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 riguardano: (i) per €1.769 milioni il credito verso la Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) impegnata nello sviluppo delle riserve di gas naturale del giacimento Coral South e nelle attività di pre-sviluppo della scoperta Mamba nell'Area 4 dell'offshore del Mozambico che dal 1° gennaio 2024 è stato riclassificato da credito finanziario strumentale all'attività operativa a credito finanziario in considerazione dell'esposizione al solo rischio finanziario di controparte (€1.339 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) per €937 milioni (€712 milioni al 31 dicembre 2023) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €907 milioni (€677 milioni al 31 dicembre 2023). I crediti finanziari sono denominati in dollari USA per €3.351 milioni e in euro per €855 milioni (rispettivamente, €2.503 milioni e €630 milioni al 31 dicembre 2023).

Titoli per €11 milioni (€19 milioni al 31 dicembre 2023) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

88961/572

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
<i>Tasso fisso</i>							
Italia	11	12	11	da 0 a 2,65	dal 2025 al 2031	Baa3	BBB
Altri ^(a)	33	33	33	da 0,01 a 5,0	dal 2025 al 2029	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB-
<i>Tasso variabile</i>							
Italia	15	15	15	da 3,56 a 4,01	dal 2025 al 2029	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	59	60	59				
Altri istituti finanziari							
Banca Europea per gli investimenti	3	3	3	3,75	dal 2025 al 2026	Aaa	AAA
Totale	62	63	62				

(a) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

I titoli in portafoglio che scadono entro cinque anni ammontano a €57 milioni.

Il fair value 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.

88961/572

18 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Debiti commerciali	15.170	14.231
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	767	717
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.939	2.335
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.377	1.215
Debiti verso altri	2.839	2.156
	22.092	20.654

L'incremento dei debiti commerciali di €939 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power per €830 milioni.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €1.129 milioni (€728 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) debiti verso il personale per €268 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2023); (iii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €199 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2023); (iv) debiti verso istituti di previdenza

e sicurezza sociale per €120 milioni (€110 milioni al 31 dicembre 2023). I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro per €11.487 milioni e in dollari USA per €10.047 milioni (rispettivamente, €10.200 milioni e €10.421 milioni al 31 dicembre 2023).

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.

19 Passività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2024				31.12.2023			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	2.941	269	921	4.131	2.810	600	1.116	4.526
Obbligazioni ordinarie		2.695	19.641	22.336		1.956	19.535	21.491
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		9	928	937		9	917	926
Altri finanziatori	1.297	1.609	80	2.986	1.282	356	148	1.786
	4.238	4.582	21.570	30.390	4.092	2.921	21.716	28.729

L'incremento delle passività finanziarie di €1.661 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

Al 31 dicembre 2024 le passività finanziarie con banche comprendono €300 milioni (€701 milioni al 31 dicembre 2023) di contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiu-

stamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che sono indicati nel commento dei prestiti obbligazionari.

Gli altri finanziatori comprendono Supplier Finance Arrangement (SFA) come segue:

	Supplier finance arrangement a lungo termine	Quote a breve termine di Supplier finance arrangement	Supplier finance arrangement a breve termine	Totale
Valore al 31.12.2023	92	355	538	985
Variazioni monetarie		(412)	(432)	(844)
Incrementi non monetari	451	1.013	775	2.239
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	2	67	25	94
Altre variazioni non monetarie	(519)	581	32	94
Valore al 31.12.2024	26	1.604	938	2.568

88961 / 573

Il range dei termini di pagamento per le passività finanziarie che rientrano nel perimetro dei SFA sono compresi tra 145 e 410 giorni confrontato con i termini di altri debiti commerciali comparabili non rientranti nell'accordo che sono compresi tra 30 e 60 giorni. Eni formalmente non ha informazioni sul timing di regolamento operato dalla banca ai fornitori. Le principali operazioni rientranti negli accordi di SFA riguardano principalmente: (i) la costruzione nell'ambito del progetto Congo della nave di produzione di GNL galleggiante "FLNG" Nguya, che consentirà di incrementare la capacità di liquefazione del progetto fino a 3 MTPA dagli attuali 0,6 MTPA, (ii) l'avanzamento del progetto Baleine Fase II nell'offshore della Costa d'Avorio; (iii) installazioni produttive nell'offshore del Messico (Area 1).

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 2024 e al 31 dicembre 2023 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €613 milioni e a €732 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

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 2024 il programma risulta utilizzato per €15,3 miliardi.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
<i>Euro Medium Term Notes</i>						
Eni SpA	1.250	23	1.273	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.200	14	1.214	EUR	2025	3,750
Eni SpA	1.000	60	1.060	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	26	1.026	EUR	2034	3,875
Eni SpA	1.000	13	1.013	EUR	2026	1,500
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR	2031	2,000
Eni SpA	1.000	5	1.005	EUR	2026	1,250
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
Eni SpA	800	4	804	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	9	759	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	(3)	747	EUR	2034	1,000
Eni SpA	722	9	731	USD	2027	variabile
Eni SpA	650	5	655	EUR	2025	1,000
Eni SpA	600	(1)	599	EUR	2028	1,125
Eni SpA	500	4	504	EUR	2025	1,275
Eni SpA	100	4	104	EUR	2028	5,441
Eni SpA	75	1	76	EUR	2043	3,875
Eni SpA	70	1	71	EUR	2032	4,000
Eni SpA	50	1	51	EUR	2031	4,800
Eni SpA - Sustainability-linked	1.000		1.000	EUR	2028	0,375
Eni SpA - Sustainability-linked	750	15	765	EUR	2027	3,625
	15.267	205	15.472			
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>						
Eni SpA	1.202	(20)	1.182	USD	2054	5,950
Eni SpA	962	8	970	USD	2028	4,750
Eni SpA	962	2	964	USD	2029	4,250
Eni SpA	962	(3)	959	USD	2034	5,500
Eni SpA	337	1	338	USD	2040	5,700
Eni USA Inc	385	2	387	USD	2027	7,300
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	64	2.064	EUR	2028	4,300
	6.810	54	6.864			
	22.077	259	22.336			

88961/544

Nell'anno sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie in euro da parte di Eni SpA per un valore nominale di €3.164 milioni. Eni SpA ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni. Nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €4.350 milioni di valore nominale. Le informazioni relative alle obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA - Obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked	1.000	16	1.016	EUR	2030	2,950
di cui: componente passività finanziaria	920	17	937			
di cui: componente di patrimonio netto	80	(1)	79			

Eni SpA ha in essere un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni. Le obbligazioni saranno convertibili in azioni ordinarie Eni acquistate nell'ambito del piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e avranno una durata di 7 anni. Il prezzo di conversione è di €17,5513. Le sustainability-linked bond e le obbligazioni convertibili sono col-

legate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni. Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2024				31.12.2023			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)
Euro	3.518	3,0	19.547	2,5	3.469	3,3	20.293	2,4
Dollaro USA	707	4,8	6.603	5,3	614	5,5	4.342	5,9
Altre valute	13	2,2	2	2,7	9	2,5	2	5,9
Totale	4.238		26.152		4.092		24.637	

Al 31 dicembre 2024 Eni dispone di linee di credito committed non utilizzate di €9.001 milioni (€9.120 milioni al 31 dicembre 2023, di cui €9.050 milioni non utilizzate). Questi contratti prevedono interessi e commis-

sioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Al 31 dicembre 2024 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

88961/515

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	21.026	21.025
Obbligazioni convertibili Sustainability-Linked	973	1.061
Banche	1.143	1.652
Altri finanziatori	1.689	505
	24.831	24.243

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,7% e 4,8% (1,9% e 5,2% al 31 dicembre 2023).

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.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2023	24.637	4.092	5.336	34.065
Variazioni monetarie	(1.232)	(61)	(1.205)	(2.498)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	232	(303)	247	176
Variazione area di consolidamento	855	12	50	917
Altre variazioni non monetarie	1.660	498	2.025	4.183
Valore al 31.12.2024	26.152	4.238	6.453	36.843
Valore al 31.12.2022	22.471	4.446	4.951	31.868
Variazioni monetarie	1.810	(1.495)	(963)	(648)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(144)	182	(116)	(78)
Variazione area di consolidamento	38	352	13	403
Altre variazioni non monetarie	462	607	1.451	2.520
Valore al 31.12.2023	24.637	4.092	5.336	34.065

La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy da parte del settore Exploration & Production per €895 milioni, alle acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività rinnovabili di Plenitude per €61 milioni e all'acquisizione delle società Atenoil da parte della linea di business Enilive per €10 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €2.109 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €2.239 milioni di debiti

verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

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

88961 / 576

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
A. Disponibilità liquide	3.367	3.731
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	4.816	6.462
C. Altre attività finanziarie correnti	7.881	7.637
D. Liquidità (A+B+C)	16.064	17.830
E. Debito finanziario corrente	6.942	6.057
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	3.157	2.084
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	10.099	8.141
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(3.965)	(9.689)
I. Debito finanziario non corrente	6.175	5.472
J. Strumenti di debito	20.527	20.452
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	26.702	25.924
M. Totale indebitamento finanziario Consob (H+L)	20.737	16.235

L'indebitamento finanziario netto non comprende €2.109 milioni di crediti finanziari non correnti.

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €54 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2023) soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico che sono commentate alla nota n. 7 - Attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

Gli strumenti di debito comprendono €42 milioni di contratti derivati attivi fair value hedge a copertura di prestiti obbligazionari a tasso fisso.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €1.279 milioni e €5.174 milioni (rispettivamente €1.128 milioni e €4.208 milioni al 31 dicembre 2023). Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione Eversen (ex OIL)	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2023	9.470	3.613	681	183	245	208	105	1.028	15.533
Accantonamenti	481	929	100	27	87	24	2	264	1.914
Rilevazione iniziale e variazione stima	97								97
Effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	312	(51)							261
Utilizzi a fronte oneri	(814)	(636)	(18)	(46)	(114)			(138)	(1.766)
Rilasci per esuberanza	(181)	(81)	(60)	(27)		(4)	(22)	(100)	(475)
Differenze cambio da conversione	312	2	19	6		3	1	9	352
Variazione area di consolidamento	249		1	4				8	262
Altre variazioni	(214)	(76)	(129)	11	11	3		(10)	(404)
Valore al 31.12.2024	9.712	3.700	594	158	229	234	86	1.061	15.774

88961 577

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €8.376 milioni 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; (ii) per €673 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production riferiti per €358 milioni agli oneri da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri; (iii) per €596 milioni la stima dei costi di abbandono/smantellamento di impianti di raffinazione per i quali non esistono prospettive di utilizzo economico o di riconversione in processi di decarbonizzazione nell'attuale contesto di mercato, nonché di distribuzione carburanti.

Gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano:

(i) per €431 milioni la revisione stima dei costi di abbandono di asset Oil & Gas completamente ammortizzati o esausti; (ii) per €45 milioni i costi stimati di abbandono/smantellamento di impianti di raffinazione e di distribuzione carburanti per i quali il management ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale contesto di mercato.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento e ripristino siti (principalmente in UK, Italia, Costa d'Avorio e Libia) e l'effetto incrementativo dell'attualizzazione in relazione al ridimensionamento della curva dei tassi d'interesse e alla riduzione del periodo di sconto (accretion of discount). L'effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra il 1,8% e il 5,3% (2,2% e il 5,4% al 31 dicembre 2023). Gli utilizzi a fronte oneri riguardano principalmente attività di ripristino siti e social project in UK per €310 milioni, in Italia per €247 milioni e in Libia per €94 milioni. La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore Exploration & Production e riguarda l'acquisizione del gruppo Neptune Energy per €815 milioni e l'operazione di business combination con Ithaca Energy Plc per €566 milioni. Le altre variazioni includono per €51 milioni la riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita del settore Exploration & Production. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni, con inizio degli utilizzi essenzialmente oltre i 12 mesi.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" dell'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 respon-

sabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è la valutazione della probabilità di sostenimento e la possibilità di stimarli in modo attendibile. Gli accantonamenti riguardano: (i) per €352 milioni le attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda; (ii) per circa €271 milioni impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti; (iii) per €152 milioni le attività di bonifica presso gli impianti petrolchimici. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.423 milioni e al settore Refining e Chimica per €687 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 €305 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito 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 ed è riferito al settore Exploration & Production per €128 milioni. In particolare, gli oneri sono relativi principalmente al contenzioso in materia di potere impositivo delle amministrazioni locali italiane sulle piattaforme offshore Eni localizzate nelle acque territoriali comunali.

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 €25 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 €176 milioni.

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

Gli altri fondi sono relativi a rinegoziazioni commerciali e altre pretese di terzi nell'ambito dell'ordinaria gestione. Tali fondi riguardano principalmente le linee di business Global Gas & LNG Portfolio ed Enilive.

Sulla base delle previsioni di esborso in relazione all'avanzamento delle attività di bonifica e di decommissioning di asset petroliferi esauriti, la quota a breve termine dei fondi rischi ammonta a circa €1,7 miliardi.

88961/578

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Piani a benefici definiti:		
- TFR	151	156
- Piani esteri a benefici definiti	108	121
- Fidej, altri piani medici esteri e altri	112	118
	371	395
Altri fondi per benefici ai dipendenti	310	353
	681	748

La passività relativa agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinata considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €134 milioni (€120 milioni al 31 dicembre 2023), il contratto di espansione per €86 milioni (€118 milioni al 31 dicembre

2023), i piani isopensione di Eni Plenitude SpA per €47 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2023), i premi di anzianità per €25 milioni (€26 milioni al 31 dicembre 2023) e gli altri piani a lungo termine per €18 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2023).

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

(€ milioni)	2024						2023					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fidej, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fidej, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	156	380	118	654	353	1.007	177	644	126	947	341	1.288
Costo corrente	1	12	2	15	56	71	1	10	2	13	51	64
Interessi passivi	5	18	4	27	11	38	6	29	4	39	10	49
Rivalutazioni:	(1)	(22)	(2)	(25)	1	(24)	5	24	1	30	(2)	28
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(1)		(1)		(1)	1	1		2	(1)	1
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(22)		(22)	5	(17)	4	8	2	14	1	15
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	1	(2)	(2)	(4)	(6)		15	(1)	14	(2)	12
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		9		9	3	12	2	(13)	4	(7)	91	84
Contributi al piano:	2			2		2		1		1		1
- Contributi dei dipendenti		2		2		2		1		1		1
Benefici pagati	(10)	(85)	(8)	(103)	(113)	(216)	(37)	(39)	(9)	(85)	(97)	(182)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita								(147)	(6)	(153)	(2)	(159)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		55	(2)	53	(1)	52	2	(129)	(4)	(131)	(39)	(170)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	151	369	112	632	310	942	156	380	118	654	353	1.007
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio	261			261		261	503			503		503
Interessi attivi	14			14		14	19			19		19
Rendimento delle attività a servizio del piano	(17)			(17)		(17)						
Spese amministrative pagate	(1)			(1)		(1)						
Contributi al piano:	25			25		25	25			25		25
- Contributi dei dipendenti		2		2		2	1			1		1
- Contributi del datore di lavoro		23		23		23	24			24		24
Benefici pagati	(25)			(25)		(25)	(31)			(31)		(31)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita								(123)		(123)		(123)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		6		6		6	(132)			(132)		(132)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)	263			263		263	261			261		261
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio	2			2		2	1			1		1
Modifiche nel massimale di attività							1			1		1
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)	2			2		2	2			2		2
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	151	108	112	371	310	681	156	121	118	395	353	748

88961/519

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, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2024						
Costo corrente	1	12	2	15	56	71
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		9		9	3	12
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	5	18	4	27	11	38
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(14)		(14)		(14)
Totale interessi passivi (attivi) netti	5	4	4	13	11	24
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					11	11
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	5	4	4	13		13
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	1
Spese amministrative pagate		1		1		1
Totale	6	26	6	38	71	109
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	1	22	2	25	71	96
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	5	4	4	13		13
2023						
Costo corrente	1	10	2	13	51	64
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	2	(13)	4	(7)	91	84
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	29	4	39	10	49
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(19)		(19)		(19)
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	10	4	20	10	30
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					10	10
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	10	4	20		20
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	(2)
Totale	9	7	10	26	150	176
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	3	(3)	6	6	150	156
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	10	4	20		20

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

(€ milioni)	2024				2023			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(1)		(1)	1	1		2
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(22)		(22)	4	8	2	14
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	1	(2)	(2)		15	(1)	14
- Rendimento delle attività a servizio del piano		17		17				
- Modifiche nel massimale di attività						1		1
	(1)	(5)	(2)	(8)	5	25	1	31



88961 / 580

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 detturate da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2024									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	4	25	125	11	43	1	32	19	260
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	4	25	125	11	43	1	35	19	263
31.12.2023									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	4	24	121	11	55		5	15	235
- con prezzi non quotati in mercati attivi							26		26
	4	24	121	11	55		31	15	261

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 fondi per benefici ai dipendenti
2024					
Tasso di sconto	(%)	3,1	1,1-26,1	3,1	2,8-3,1
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-15,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,0-14,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		14-24	24	
2023					
Tasso di sconto	(%)	3,1	1,4-25,9	3,1	3,1-3,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	1,9-20,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,2-15,5	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		14-23	24	

88961/581

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

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2024						
Tasso di sconto	(%)	3,2-3,6	1,1-5,5	3,3-26,1	7,1	1,1-26,1
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,4	2,8	5,0-15,0	5,0	2,0-15,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,0-3,5	3,0-14,0	3,5	1,0-14,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23-24	14-18		14-24
2023						
Tasso di sconto	(%)	3,2-3,3	1,4-4,5	3,2-25,9	6,9	1,4-25,9
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,9-3,0	3,0	5,0-20,0	5,0	1,9-20,0
Tasso d'inflazione	(%)	1,9-2,1	1,2-3,4	3,1-15,5	3,5	1,2-15,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23	14-18		14-23

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono irrilevanti.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €153 milioni, di cui €45 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 indicate:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2024				
2025	19	24	8	108
2026	16	26	7	92
2027	16	21	7	80
2028	17	16	7	13
2029	18	19	7	5
Oltre	65	263	76	12
Durata media ponderata (anni)				
	6,1	13,1	11,3	2,1
31.12.2023				
2024	14	24	9	107
2025	13	22	9	103
2026	14	23	7	86
2027	16	22	7	30
2028	18	23	7	14
Oltre	81	7	79	13
Durata media ponderata (anni)				
	6,8	13,6	10,8	2,3

88961/582

23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Passività per imposte differite lorde	8.724	8.461
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.143)	(3.759)
Passività per imposte differite	5.581	4.702
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	9.465	8.241
Passività per imposte differite compensabili	(3.143)	(3.759)
Attività per imposte anticipate	6.322	4.482

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

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	5.755	6.028
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	858	305
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	368	265
- contratti di leasing IFRS 16	354	150
- contratti derivati	44	451
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	20	47
- altre	1.325	1.215
	8.724	8.461
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.018)	(5.677)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.148)	(1.802)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(1.847)	(1.567)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.432)	(1.279)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.320)	(1.517)
- contratti derivati	(352)	(236)
- contratti di leasing IFRS 16	(338)	(198)
- benefici ai dipendenti	(151)	(168)
- over/under lifting	(120)	(124)
- utili infragruppo	(77)	(57)
- altre	(1.313)	(1.284)
	(14.116)	(13.909)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	4.651	5.668
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(9.465)	(8.241)

88961/583

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
Valore al 31.12.2023	8.461	(13.909)	5.668	(8.241)
Incrementi	946	(1.862)	457	(1.405)
Decrementi	(1.042)	2.176	(1.663)	513
Variazioni con effetto ad OCI	(351)	92		92
Differenze di cambio da conversione	484	(384)	121	(263)
Variazione area di consolidamento	193	156	(168)	(12)
Altre variazioni	33	(385)	236	(149)
Valore al 31.12.2024	8.724	(14.116)	4.651	(9.465)
Valore al 31.12.2022	9.315	(14.960)	6.170	(8.790)
Incrementi	654	(2.161)	639	(1.522)
Decrementi	(1.099)	2.565	(861)	1.704
Variazioni con effetto ad OCI	(69)	223		223
Differenze di cambio da conversione	(247)	213	(68)	145
Variazione area di consolidamento	348	(183)	13	(170)
Altre variazioni	(441)	394	(225)	169
Valore al 31.12.2023	8.461	(13.909)	5.668	(8.241)

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione del gruppo Neptune Energy per €914 milioni di passività per imposte differite e per €732 milioni di attività per imposte anticipate e, in diminuzione, all'operazione di business combination con Ithaca Energy Plc per €726 milioni di passività per imposte differite e per €723 milioni di attività per imposte anticipate.

Le perdite fiscali ammontano a €19.668 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €15.759 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.362 milioni e a società estere per €9.306 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €2.487 milioni e €2.531 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 27,2% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €2.407 milioni e a società estere per €2.244 milioni. Sono state ripristinate attività per imposte anticipate delle società italiane per €1.518 milioni in relazione ai maggiori imponibili attesi. Le imposte sono indicate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.



88961/584

24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2024			31.12.2023		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	233	33	2	70	168	2
- Interest currency swap		125	2		84	2
- Outright	3	24	2			
	236	182		70	252	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	20	27	2	62	34	2
	20	27		62	34	
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	632	923	2	2.902	2.103	2
- Future	1.429	1.538	1	3.027	2.905	1
- Opzioni	61	111	2	106	114	2
- Altro		8	2	11		2
	2.122	2.580		6.046	5.122	
	2.378	2.789		6.178	5.408	
Contratti derivati fair value hedge						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	42		2			
	42					
<i>Contratti su valute</i>						
- Outright	2		1			
	2					
	44					
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	20	335	2	80	13	2
- Future	28	421	1			
	48	756		80	13	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap				6		1
				6		
	48	756		86	13	
Opzioni						
- Altre opzioni		37	2		41	2
		37			41	
Totale contratti derivati lordi	2.470	3.582		6.264	5.462	
Compensazione	(1.508)	(1.508)		(2.895)	(2.895)	
Totale contratti derivati netti	962	2.074		3.369	2.567	
Di cui:						
- correnti	874	1.921		3.323	2.414	
- non correnti	88	153		46	153	

88961/585

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

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 essenzialmente vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nella linea di business Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compen-

sare le 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.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 - Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Eni ha in essere interest rate swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2024 il fair value di tali contratti è attivo per €1 milione. L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.077 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 €133 milioni nel corso del 2024) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.273 milioni).

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita principalmente a Eni Global Energy Markets SpA.

Nel corso dell'esercizio 2024 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura cash flow hedge e fair value hedge si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2024			31.12.2023		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su commodity</i>						
- Over the counter	1.753	(524)	13	310	147	6
- Future	3.375	(499)	13		(23)	
	5.128	(1.023)	26	310	124	6
<i>Altri strumenti di copertura</i>						
- Altri	348	(12)		128	(19)	
	348	(12)		128	(19)	
	5.476	(1.035)	26	438	105	6
Contratti derivati fair value hedge						
<i>Contratti su valute</i>						
- Outright	43	2				
	43	2				
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	1.981	42	1			
	1.981	42	1			
	2.024	44	1			

88961/586

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

(€ milioni)	31.12.2024			31.12.2023		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
<i>Rischio prezzo commodity</i>						
- Vendite programmate	1.023	(850)	(123)	(169)	56	(436)
<i>Altri strumenti di copertura</i>						
- Flussi su ammontari coperti	12	(12)		(19)	(6)	

(€ milioni)	31.12.2024		
	Valore contabile dell'oggetto coperto	Variazione fair value cumulato dell'oggetto coperto	Variazione fair value dell'esercizio dell'oggetto coperto
Fair value hedge			
<i>Contratti su valute</i>			
- Partecipazioni	43	(2)	(2)
<i>Contratti su interessi</i>			
- Passività finanziarie	2.066	44	44

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 - 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)	2024	2023	2022
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	26	6	275
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(378)	472	(2.011)
	(352)	478	(1.736)

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.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano

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.

88961/587

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2024	2023	2022
- Strumenti finanziari derivati su valute	310	(63)	(70)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(32)	2	81
- Opzioni			2
	278	(61)	13

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 specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity. I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €420 milioni (€2.609 milioni al 31 dicembre 2023) e passività direttamente associabili €195 milioni (€1.862 milioni al 31 dicembre 2023) riguardano principalmente asset oil&gas in Congo, i cui valori di iscrizione ammontano rispettivamente a €417 milioni (di cui attività correnti

€28 milioni) e a €195 milioni (di cui passività correnti €3 milioni). Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2023 relative ad alcuni permessi petroliferi in Congo e agli asset onshore in Nigeria. Maggiori informazioni alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

26 Patrimonio netto

INTERESSENZE DI TERZI

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2024	2023	31.12.2024	31.12.2023
Eni Marine Services SpA			1.924	
Gruppo Eni Plenitude	54	3	491	54
Gruppo EniPower	85	86	446	406
Altre	1		2	
	140	89	2.863	460

Nel marzo 2024 è stato finalizzato l'accordo tra Eni Plenitude SpA Società Benefit (Plenitude) ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €588 milioni, pari al 7,6% del capitale sociale della Società, e acquisizione di patrimonio netto di €392 milioni.

Le interessenze di terzi relative a Eni Marine Services SpA sono ri-

ferite alle obbligazioni subordinate perpetue emesse in dollari USA nel terzo trimestre 2024 per finanziare un progetto d'investimento di interesse Eni. Le obbligazioni subordinate perpetue sono state rilevate nelle interessenze di terzi in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di liquidità o altre attività finanziarie agli obbligazionisti.



88961/588

PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	32.552	32.988
Riserva per differenze cambio da conversione	8.081	5.238
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	2.883	2.333
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(612)	36
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(91)	(88)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	28	98
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	160	98
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	79
Azioni proprie	(2.883)	(2.333)
Utile (perdita) dell'esercizio	2.624	4.771
	52.785	53.184

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2024, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2023) ed è rappresentato da n. 3.284.490.525 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.375.937.893 azioni ordinarie al 31 dicembre 2023).

Il 15 maggio 2024, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2024, stabilito in €1 per azione da regolarsi in 4 tranches di pari importo (€0,25 per azione), nei mesi di settembre 2024, novembre 2024, marzo 2025 e maggio 2025; (ii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2025, all'acquisto massimo di un numero di 328.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €3,5 miliardi, di cui: a) fino a massimo n. 321.600.000 azioni per finalità di remunerazione degli Azionisti; b) fino a massimo n. 6.400.000 azioni per costituire la provvista azionaria a servizio del Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD"); (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 321.600.000 azioni proprie che verranno eventualmente acquisite in base all'autorizzazione assembleare del punto precedente. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2024 sono state acquistate n. 117.927.640 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.639 milioni.

RISERVA PER DIFFERENZE CAMBIO

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

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2023). Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio

88961/589

2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di

un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

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 PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti			Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto ^(a)	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2023	50	(14)	36	(94)	6	(88)	98	98
Variazione dell'esercizio	(1.034)	299	(735)	8	(4)	4	(70)	62
Differenze cambio				(5)	3	(2)		
Variazione dell'area di consolidamento				(30)	25	(5)		
Rigiro a conto economico	123	(36)	87					
Riserva al 31.12.2024	(861)	249	(612)	(121)	30	(91)	28	160
Riserva al 31.12.2022	(483)	141	(342)	(26)	(38)	(58)	46	53
Variazione dell'esercizio	105	(32)	73	(31)	10	(21)	52	45
Differenze cambio				(43)	34	(9)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(8)	3	(5)					
Rigiro a conto economico	436	(126)	310					
Riserva al 31.12.2023	50	(14)	36	(94)	6	(88)	98	98

(a) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2024 comprende riserve pari a €1 milione relative ai piani a benefici definiti per i dipendenti (negativa per €1 milione al 31 dicembre 2023).

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €2.883 milioni (€2.333 milioni al 31 dicembre 2023) e sono rappresentate da n. 203.137.967 azioni ordinarie Eni (157.115.336 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2023) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2024, sono state acquistate n. 142.480.744 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.003 milioni, nell'ambito del completamento del piano di buy-back 2023 e dell'esecuzione del programma 2024 da €2 miliardi completato all'80% alla data di bilancio, nel rispetto delle autorizzazioni assembleari. Sono state cancellate n. 91.447.368 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.375 milioni, sono state assegnate a titolo gratuito ai

dirigenti Eni n. 1.908.045 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020 e sono state assegnate a titolo gratuito ai dipendenti Eni n. 3.102.700 azioni proprie come previsto dal "Piano di Azionario Diffuso 2024-2026 ("PAD")" approvato dall'Assemblea di Eni del 15 maggio 2024.

RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2024 comprende riserve distribuibili per circa €43 miliardi.

88961/590

PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2024	2023	31.12.2024	31.12.2023
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	6.419	3.272	50.735	51.019
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(2.029)	3.202	4.338	(814)
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile			153	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(1.722)	(2.266)	1.240	3.774
- eliminazione di utili infragruppo	(80)	86	(537)	(437)
- imposte sul reddito differite e anticipate	176	566	(281)	(51)
	2.764	4.860	55.648	53.644
Interessenze di terzi	(140)	(89)	(2.863)	(460)
Come da bilancio consolidato	2.624	4.771	52.785	53.184

27 Altre informazioni

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2024	2023	2022
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	486	408	147
Attività non correnti	3.863	1.985	1.981
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(468)	(91)	(541)
Passività correnti e non correnti	(1.825)	(622)	(366)
Effetto netto degli investimenti	2.056	1.680	1.221
Goodwill	33	25	482
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(28)	(271)	(21)
Interessenze di terzi	(1)	(2)	(15)
Totale prezzo di acquisto	2.060	1.432	1.667
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(265)	(755)	(31)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	1.795	1.277	1.636
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	802	130	1.377
Attività non correnti	2.695	153	8.618
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	101	180	(2.085)
Passività correnti e non correnti	(2.267)	(124)	(2.351)
Effetto netto dei disinvestimenti	1.331	339	5.559
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination	(788)	(580)	(5.726)
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo		(7)	(918)
Plusvalenza per business combination e disinvestimenti	379	427	2.704
Fair value della quota di partecipazione mantenuta dopo la cessione del controllo	118	414	
Crediti per disinvestimenti		(173)	(1.609)
Totale prezzo di vendita	1.040	420	10
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(153)	(25)	(70)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	887	395	(60)

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2024 sono commentati alla nota n. 5 - Business Combination e altre transazioni significative.

88961/591

BUSINESS COMBINATION

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2023 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU (Allocazione provvisoria)	HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU (Allocazione definitiva)	Novamont SpA (Allocazione provvisoria)	Novamont SpA (Allocazione definitiva)
Attività correnti	2	2	195	195
Immobili, impianti e macchinari	70	70	255	255
Goodwill	6	8	19	24
Altre attività non correnti	37	35	557	552
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	18	18	(207)	(207)
Passività correnti e non correnti	(15)	(15)	(188)	(188)
Totale prezzo di acquisto	118	118	631	631

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination 2023 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.



88961/592

28 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Imprese in joint venture	9.063	9.226
Imprese collegate	165	68
Altri	424	398
	9.652	9.692

Nel normale svolgimento del business Eni emette garanzie a favore di società non consolidate (joint venture o collegate) in relazione all'adempimento di obbligazioni contrattuali, principalmente contratti autonomi a garanzia di buona esecuzione dei lavori, partecipazioni a gare d'appalto e altri impegni delle società partecipate nel settore Exploration & Production, nonché parent company guarantees a beneficio di banche e istituti finanziari che hanno erogato fondi a partecipate Eni per l'esecuzione di progetti d'interesse del Gruppo (ad esempio i progetti di sviluppo delle riserve nell'offshore del Mozambico). Alcune garanzie sono state rilasciate a governi ed enti di Stato con la finalità di assicurare la controparte da eventuali danni ambientali o in relazione a negligenti condotte nello sviluppo di progetti petroliferi o al mancato rispetto di norme contrattuali. Nei casi in cui le garanzie per danni ambientali e simili violazioni contrattuali

non prevedano un tetto, i dati riportati includono la migliore stima della Direzione della potenziale massima esposizione. Nei casi in cui la Direzione non sia in grado di stimare tale ammontare massimo di potenziali futuri pagamenti, si ritiene che l'evento avverso abbia solo una remota possibilità di accadimento o abbia un impatto trascurabile, come nel caso della parent company guarantee rilasciata alla società a controllo congiunto Cardón IV in caso di default sulle forniture di gas equity all'ente di stato del Venezuela.

L'impegno effettivo rispetto al valore nominale delle garanzie ammonta a €5.790 milioni e tiene conto dell'avanzamento delle attività e dei finanziamenti rimborsati (€6.373 milioni al 31 dicembre 2023). Anche sulla base dell'esperienza storica, si ritiene ragionevolmente probabile che tali garanzie non avranno effetti significativi sui risultati economici e sui flussi di cassa del bilancio consolidato.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2024	31.12.2023
Impegni	84.129	79.513
Rischi	1.046	1.140
	85.175	80.653

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 €79.858 milioni (€73.615 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) la parent company guarantee per un ammontare complessivo di €3.849 milioni (€3.619 milioni al 31 dicembre 2023) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili negli

Stati Uniti, in Italia, in Norvegia e in Spagna per €246 milioni (€107 milioni al 31 dicembre 2023).

I rischi riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €772 milioni (€879 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €264 milioni (€250 milioni al 31 dicembre 2023).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali o

88961/593

di operazioni di perdita del controllo, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale correlabili al periodo durante il quale tali attività erano operate da Eni o anche a seguito del deconsolidamento di controllate. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Nell'ambito dei rapporti di fornitura di gas naturale di lungo termine con la società russa Gazprom, nel corso dell'esercizio 2024 le forniture a Eni, che ha regolarmente nominato le quantità minime contrattuali, si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti. Eni, avendo adempiuto ai propri impegni contrattuali, prevede che tale situazione si protrarrà anche nel 2025 data anche l'invarianza del contesto esterno. Nell'ambito delle cessioni di asset oil&gas, gli obblighi di abbandono e ripristino siti potrebbero ritornare in capo al venditore qualora l'acquirente non adempia agli obblighi dovuti. Questa eventualità si applica alla cessione delle proprietà petrolifere in Alaska alla Hilcorp. Nel caso della business combination con Ithaca, questa eventualità è considerata remota considerando la solidità patrimoniale dell'acquisita. Nella cessione della controllata NAOC, Eni è stata sollevata da qualsiasi obbligo di abbandono e ripristino siti o di passività ambientali anche in relazione agli accordi presi prima della cessione.

Gestione dei rischi finanziari

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione dell'Expected Credit Loss sono stati aggiornati per tener conto della crisi energetica in atto e degli impatti connessi al conflitto tra Russia e Ucraina e alla guerra in Medio Oriente.

Al 31 dicembre 2024 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione 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 sopraindicate "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 e Banque Eni SA, quest'ultima

nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate garantisce, per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari, le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della 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 Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA 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 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 Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA 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



88961/594

alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Eni Corporate. 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 Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. 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 Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano 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 Consiglio di Amministrazione, 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 Eni Corporate 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 un giorno.

Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa valutate al fair value e sul livello degli oneri e proventi finanziari.

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 Eni Corporate, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse 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 un giorno.

Rischio di mercato - commodity

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

88961/595

esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, 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 con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, 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 previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione 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" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di Finanza Eni Corporate per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in partico-

lare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono 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. Al 31 dicembre 2024 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-, in linea rispetto a quello di fine 2023.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2024 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2023) 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.



88961/596

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	13,03	3,92	5,95	7,50	7,26	0,90	2,30	1,32
Tasso di cambio ^(a)	5,47	0,07	1,65	0,69	0,62	0,04	0,21	0,33

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le strutture di Finanza Operativa Eni Corporate e Banque Eni SA. I valori del 2023 sono calcolati con: holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%.

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

(€ milioni)	2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	69,66	6,20	24,10	6,32	257,89	6,38	55,35	6,71
Trading ^(b)	1,74	0,21	0,53	0,31	1,53	0,05	0,43	0,21

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, REVT, Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). 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 GGR Power G&M, REVT e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) Attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA e a Eni Trading & Shipping Inc.

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

(€ milioni)	2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro	0,60	0,20	0,40	0,60	0,22	0,13	0,18	0,19

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

(\$ milioni)	2024				2023			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA	0,20	0,10	0,10	0,10	0,12	0,04	0,08	0,11

88961 / 597

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 nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit 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 di credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio di 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 per l'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 Probabilità di Default, essenzialmente la probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei 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 di 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 e dalle posizioni in contratti derivati, 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 basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA, da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Trading & Shipping Inc per l'attività in derivati su commodity 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 Credit 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 finanziarie 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 progetti di sviluppo dell'azienda. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e ad alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che 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 fronte del perdurare della volatilità dei mercati delle commodity e del connesso impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha consolidato la flessibilità finanziaria raggiunta nei precedenti esercizi, tramite l'attivazione di liquidity swap in aggiunta alle nuove linee di credito acquisite. 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 2024 il programma risulta utilizzato per €15,3 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negativo 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; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 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 dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano



88961/598

italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2024 S&P ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo. Nel corso del 2024 Eni ha ampliato il proprio programma di Euro Commercial Paper da €4 a €6 miliardi. Al 31 dicembre 2024 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9 miliardi.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI
Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	
31.12.2024							
Passività finanziarie	8.370	2.410	2.815	5.568	2.018	8.916	30.097
Passività per beni in leasing	1.261	781	663	572	468	2.688	6.432
Passività per strumenti finanziari derivati	1.921	31	6	48	4	64	2.074
	11.552	3.222	3.484	6.188	2.490	11.668	38.604
Interessi su debiti finanziari	880	705	661	552	369	2.786	5.953
Interessi su passività per beni in leasing	336	284	248	212	184	708	1.972
	1.216	989	909	764	553	3.494	7.925
Garanzie finanziarie	1.106						1.106

	Anni di scadenza						Totale
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
31.12.2023							
Passività finanziarie	7.432	2.689	3.219	2.611	5.520	7.780	29.251
Passività per beni in leasing	1.120	691	476	399	364	2.270	5.320
Passività per strumenti finanziari derivati	2.414	21	40	5	37	50	2.567
	10.966	3.401	3.735	3.015	5.921	10.100	37.138
Interessi su debiti finanziari	738	676	572	496	389	804	3.675
Interessi su passività per beni in leasing	269	221	188	167	148	668	1.661
	1.007	897	760	663	537	1.472	5.336
Garanzie finanziarie	1.114						1.114

Le passività per beni in leasing comprensive della quota interessi sono riferibili per €925 milioni (€741 milioni al 31 dicembre 2023) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.



88961/599

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2025	2026-2029	Oltre	Totale
31.12.2024				
Debiti commerciali	15.170			15.170
Altri debiti e anticipi	6.922	59	121	7.102
	22.092	59	121	22.272

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2024	2025-2028	Oltre	Totale
31.12.2023				
Debiti commerciali	14.231			14.231
Altri debiti e anticipi	6.423	50	104	6.577
	20.654	50	104	20.808

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI²⁵

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

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative 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 pos-

sibilità 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. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2025 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	918	614	577	572	779	11.009	14.469
Costi relativi a fondi ambientali	743	603	457	361	354	1.220	3.738
Impegni di acquisto^(b)	22.828	20.864	16.216	14.503	12.108	58.558	145.077
- Gas							
Take-or-pay	20.015	19.672	15.800	14.170	11.970	58.247	139.874
Ship or pay	683	514	331	329	135	286	2.278
- Altri impegni di acquisto	2.130	678	85	4	3	25	2.925
Altri impegni	11	7					18
- Memorandum di intenti Val d'Agri	11	7					18
Totale^(c)	24.500	22.088	17.250	15.436	13.241	70.787	163.302

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture 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. Per i contratti take-or-pay con Gazprom si rinvia alla sezione "Altri impegni e rischi".

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni relative ai costi di abbandono e ripristino siti direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per €155 milioni.

(25) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

88961/600

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €33 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie

approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2025	2026	2027	2028	Oltre	
Impegni per investimenti committed	7.674	5.896	3.579	2.280	174	19.603

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2024			2023		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico ^(a)	6.797	388		6.782	284	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	(1.119)	(73)		837	417	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value ^(c)	1.395	227	62	1.256	255	45
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	17.753	(106)		17.054	(285)	
- Crediti finanziari ^(e)	4.238	233		3.136	141	
- Titoli ^(f)	62	1		61	1	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(g)	22.273	(153)		20.808	69	
- Debiti finanziari ^(h)	30.390	(1.176)		28.729	(734)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura ⁽ⁱ⁾	7	(95)	(912)	(35)	(442)	541

(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 €352 milioni di oneri (proventi per €478 milioni nel 2023) e nei "Proventi (oneri) finanziari".

(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 €168 milioni di svalutazioni nette (€249 milioni di svalutazioni nette nel 2023) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €62 milioni di proventi (oneri per €36 milioni nel 2023), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €27 milioni (€15 milioni di interessi attivi nel 2023).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €175 milioni (€144 milioni di interessi attivi nel 2023) e svalutazioni nette per €22 milioni (€6 milioni di svalutazioni nette nel 2023).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €897 milioni (€743 milioni di interessi passivi nel 2023).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nel "Ricavi della gestione caratteristica", negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" e "Proventi (oneri) finanziari".

88961/601

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2024			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	21.330	4.429	16.901
Altre attività correnti	5.182	1.520	3.662
Altre attività non correnti	4.012	1	4.011
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	26.521	4.429	22.092
Altre passività correnti	6.569	1.520	5.049
Altre passività non correnti	4.450	1	4.449
31.12.2023			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	19.936	3.385	16.551
Altre attività correnti	8.525	2.888	5.637
Altre attività non correnti	3.400	7	3.393
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.039	3.385	20.654
Altre passività correnti	8.467	2.888	5.579
Altre passività non correnti	4.103	7	4.096

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €4.429 milioni (€3.385 milioni al 31 dicembre 2023); (ii) altre atti-

vità e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.508 milioni (€2.895 milioni al 31 dicembre 2023) e altre attività e passività per €13 milioni.



88961/602

Contenziosi

Eni SpA 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. 21 - Fondi per rischi e oneri, di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e 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) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 la Procura di Crotone ha avviato un procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società POB fase 2 è stato approvato da parte del Ministero dell'Ambiente. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto l'esecuzione da parte della Procura di una CTU integrativa all'esito della quale è stato accertato come Eni Rewind abbia eseguito le attività ambientali nelle aree di sua proprietà in coerenza con i decreti autorizzativi delle medesime. Si rimane in attesa della determinazione del Pubblico Ministero conseguente al deposito di questa consulenza integrativa.

ii) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciareda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 la Procura di Sassari ha avviato un procedimento penale per presunti reati di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, avente a oggetto l'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciareda", gestita da Eni Rewind SpA, alla quale è stato contestato il corrispondente illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciareda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde c.d. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres, il WWF e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza

preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari ammettendo la costituzione di parte civile del MITE, della Regione Sardegna e di altri enti e soggetti privati. Successivamente Eni Rewind è stata prosciolta per improcedibilità dell'azione ai sensi del D.lgs. 231/01 nei suoi confronti e definitivamente estromessa dal processo penale. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, invece, in data 13 novembre 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione per insussistenza del fatto. Il PM e le parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado; si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.

iii) **Raffineria di Gela SpA e Eni Mediterranea Idrocarburi (Eni-Med) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barriera realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. Il Giudice ha poi riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e perdite di idrocarburi dalle condotte della società EniMed. È stata emessa sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli imputati e dell'ente.

iv) **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 dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas,

88961/003

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, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D.lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna. Il giudizio di appello è in corso di svolgimento.

- v) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017, a seguito dell'individuazione di una perdita di petrolio da parte di uno dei serbatoi del Centro Olio Val d'Agri (COVA), era stata aperta un'indagine penale per i presunti reati di disastro 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. 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. Nello stesso anno, Eni ha proceduto in maniera tempestiva a dotare tutti i serbatoi del COVA del doppio fondo, ha dato esecuzione a tutte le prescrizioni degli enti eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza

necessarie per il regolare svolgimento dell'attività petrolifera e ha provveduto a risarcire i danni ai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento. A conclusione delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti dei dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.lgs. 231/2001. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, qualificando l'imputazione nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato. Numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile e, nelle more, di valutare le richieste di esclusione presentate dalle difese rispetto a quest'ultime, il Tribunale ha emesso Decreto di citazione di Eni, quale responsabile civile ed Eni si è ritualmente costituita. I due procedimenti a carico delle persone fisiche – ovvero il rito ordinario ed il rito immediato – sono stati poi riuniti dal Tribunale in un unico processo, attualmente pendente in fase di dibattimento. Per quanto concerne Eni SpA quale ente ex D.lgs. 231/01, il Pubblico Ministero ha emesso nuova richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha emesso il decreto che dispone il giudizio nei confronti di Eni SpA. Il collegio ha annullato tale decreto per indeterminazione dell'imputazione nei confronti dell'ente, restituendo gli atti al GUP.

- vi) **Raffineria di Gela SpA e Eni Mediterranea Idrocarburi (Eni-Med) SpA – Gestione rifiuti discarica Camastra.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un 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 da reato di cui al D.lgs. 231/01. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso dinanzi al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.



88961/604

vii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di un'indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento di Priolo, nonché di Versalis ai sensi del D.lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, 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 Tribunale del Riesame, valutati i miglioramenti impiantistici realizzati da Versalis prima ancora del sequestro nel marzo 2019 ha disposto l'annullamento del provvedimento. Nel marzo 2021 quindi è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza. Allo stato non si ha notizia di ulteriori sviluppi processuali.

viii) **Versalis SpA – Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2022 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento per presunti reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi. Le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano Enti indagati ai sensi del D.lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 il GIP del Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Successivamente, le indagini sono state estese anche all'attuale Direttore dello Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis SpA. Parallelamente, Versalis SpA ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Sicilia l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Versalis ha, quindi, impugnato davanti al TAR il provvedimento di avvio di riesame della sua AIA e, con separato ricorso, il provvedimento di sospensione dell'AIA di IAS da parte della Regione Sicilia. Al contempo, il GIP di Siracusa ha sollevato questione di legittimità alla Corte costituzionale dell'art. 104 bis Disp. att. c.p.p. con riferimento al decreto

interministeriale del 12 settembre 2023 – ovverosia al c.d. decreto "Salva ISAB", volto alla salvaguardia della continuità dell'attività produttiva dei soci industriali del petrolchimico. Versalis si è, quindi, costituita in giudizio davanti alla Corte costituzionale che all'esito dell'udienza del 7 maggio 2024, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della norma in esame nella parte in cui non prevede che le misure ivi indicate si applichino per un periodo di tempo non superiore a trentasei mesi. È pendente un procedimento innanzi al Tribunale di Roma relativo all'autorizzazione alla prosecuzione dell'attività produttiva. Il Tribunale ha trasferito tale procedimento alla Corte Costituzionale e Versalis si è costituita in giudizio. Nel frattempo, il procedimento penale rimane tuttora pendente in fase di indagini.

ix) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale che ha provocato il decesso di un dipendente Eni e il ferimento di due contrattisti. Questi ultimi e la famiglia del dipendente Eni sono stati tutti interamente risarciti. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero di Ancona ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché di Eni stessa quale persona giuridica ai sensi del D.lgs. 231/2001 e di due dipendenti della società contrattista impegnata nei lavori. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice, su richiesta del PM, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati ed Eni. Attualmente il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

x) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un procedimento penale per presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti nell'area della raffineria di Gela. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi in capo a Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato da Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento). L'Autorità giudiziaria ha eseguito vari accertamenti ed ispezioni e ha successivamente proceduto al sequestro preventivo degli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito gestiti oggi da Eni Rewind, nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un Amministratore Giudiziario

88961/605

Incaricato della relativa gestione. L'Amministratore Giudiziario ha depositato una prima relazione tecnica nella quale conferma che le attività di bonifica stanno proseguendo nel rispetto della normativa di riferimento e con una serie di miglioramenti di implementazione da parte della Società di concerto con gli enti pubblici preposti. Da ultimo, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso il decreto di citazione a giudizio. Il 29 gennaio 2025, in esito al dibattimento di primo grado, il Tribunale di Gela ha emesso la sentenza di assoluzione "perché il fatto non sussiste" nei confronti di tutti gli imputati, disponendo contestualmente la revoca del sequestro e della nomina dell'amministratore giudiziario.

- xi) Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** Con riguardo al sito di Mantova, ove la Società sta procedendo con tutte le opportune attività ambientali la Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché delle predette società (Versalis, Eni Rewind ed Edison) ai sensi del D.lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, con riferimento ad alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive indirizzate all'autorità inquirente, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. Per le restanti posizioni, la Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono invece state citate in giudizio quali responsabili civili e si sono perciò costituite in giudizio. La fase dell'udienza preliminare si è chiusa con il provvedimento del GUP di Mantova che ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison, ad eccezione di un ex dipendente di Versalis e di due dipendenti di Edison. Il procedimento è attualmente pendente in fase dibattimentale.
- xii) Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in

attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito. La Procura di Civitavecchia contesta, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale. Eni risulta indagata ai sensi del D.lgs. 231/2001. Il procedimento a carico delle persone fisiche è pendente in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

- xiii) Eni SpA R&M Deposito di Genova Pegli – Procedimento penale sversamento greggio – settembre 2022.** A seguito di una fuoriuscita di greggio verificatasi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ex D.lgs. 231/01. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.
- xiv) Raffineria di Sannazzaro – Procedimento penale scarichi e inquinamento ambientale – Procura di Pavia.** È in corso un procedimento penale che vede indagati alcuni direttori e Responsabili HSE pro tempore della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi per ipotesi di reati di inquinamento ambientale ed omessa bonifica nonché Eni SpA quale ente indagato ex D.lgs. n. 231/2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale, con sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della Raffineria e possibile allargamento dell'area interessata al possibile inquinamento oltre le barriere idrauliche del sito. Il 28 novembre 2023 l'impianto TAE è stato dissequestrato. La Procura ha disposto tre accertamenti tecnici irripetibili, nel corso dei quali si è appreso di ulteriori contestazioni in materia ambientale. A conclusione delle indagini preliminari sono state confermate le contestazioni formulate.
- xv) Eni SpA – Deposito di Pomezia – Inquinamento ambientale colposo.** È in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile secondo l'impianto accusatorio a perdite di prodotto dai serbatoi. La Procura della Repubblica procedente ha incaricato dei propri consulenti di eseguire gli accertamenti tecnici in sito al fine di verificare lo stato di contaminazione delle matrici ambientali in corrispondenza del serbatoio. A esito di tali verifiche sono stati iscritti nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. n. 231/01. Successivamente, il Pubblico Ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio e, all'esito



88961/606

dell'udienza preliminare, è stato emesso il decreto che dispone il giudizio. Il procedimento pende in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

xvi) **Eni SpA – Deposito di Calenzano – esplosione.** Il procedimento penale ha ad oggetto l'incidente mortale che ha coinvolto cinque contrattisti Eni a causa di un'esplosione mentre erano impegnati nello svolgimento di operazioni presso il deposito di carburanti di Calenzano il 9 dicembre 2024 e nell'ambito del quale è stato disposto il sequestro probatorio del sito. Nell'ambito del procedimento, inizialmente rubricato contro ignoti per i reati di omicidio colposo plurimo aggravato, rimozione od omissione dolosa di cautele contro infortuni sul lavoro e disastro innominato, la Procura della Repubblica ha incaricato un pool di consulenti tecnici al fine di ricostruire la dinamica dell'evento e individuare eventuali profili di responsabilità e nel corso delle indagini sinora espletate sono stati eseguiti diversi decreti di perquisizione con l'acquisizione di tutta la documentazione richiesta, prodotta spontaneamente dalla società. In seguito, la Procura della Repubblica ha notificato informativa di garanzia in qualità di soggetti indagati nei confronti del soggetto Datore di Lavoro e Gestore del Deposito di Calenzano e di altri Responsabili e operatori di aree tecniche operative legate alle attività del deposito nonché di due dipendenti di un fornitore, per le ipotesi di reato di concorso in omicidio colposo plurimo, concorso in lesioni personali colpose plurime e concorso in disastro innominato colposo, oltre che nei confronti di Eni SpA ai sensi del D. Lgs. 231/01. Contestualmente, la Procura della Repubblica ha richiesto al Giudice per le indagini preliminari un incidente probatorio per l'espletamento di una perizia. La società sta raccogliendo tutte le richieste risarcitorie rispetto ad ogni danno materiale e non materiale verificatosi, ai fini di una loro liquidazione a prescindere da ogni profilo di merito della vicenda. È stato accantonato un fondo rischi che accoglie la stima preliminare dei danni conseguenti all'evento. Il procedimento pende tuttora nella fase delle indagini preliminari.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza, ambiente e antitrust di natura civile o amministrativa

i) **Repubblica del Kazakhstan/Eni SpA, Agip Karachaganak BV et al.** La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un arbitrato internazionale nei confronti del consorzio di compagnie petrolifere internazionali che gestisce il campo di Karachaganak, ai sensi del Final Production Sharing Agreement che governa le attività di progetto (quota Eni nella JV pari al 29,25%). La Repubblica avanza contestazioni relative al cost recovery delle compagnie nel periodo 2010-2020 e ha formalmente avviato i procedimenti nel marzo 2023 con la nomina dell'arbitro. Nell'aprile 2024, la Repubblica ha presentato il proprio statement of claim ed il procedimento è ora in corso. Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrari alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e pertanto, al momento, non è possibile stimare in modo affidabile l'esito del procedimento.

ii) **Repubblica del Kazakhstan/Agip Caspian Sea BV et al.** La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un ulteriore arbitrato internazionale, ai sensi del North Caspian Sea Production Sharing Agreement "NCSPSA" nei confronti del Contractor (quota Eni nel consorzio 16,67%). I Claim avanzati dalla Repubblica si riferiscono ad asserite violazioni del NCSPSA, incluse eccezioni di cost recovery ed il mancato perseguimento delle opportunità di sviluppo. Il procedimento è in corso; Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrari alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e, pertanto, al momento non è possibile stimare l'esito del procedimento.

iii) **Procedimento amministrativo Novamont.** Nel 2024 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento nei confronti di Novamont SpA, dandone comunicazione alla controllante Eni SpA, per asserito abuso di posizione dominante nel mercato delle bioplastiche. Nel mese di febbraio 2025 AGCM ha inviato alla Società la comunicazione delle risultanze istruttorie. Alla data di deposito del bilancio, è in corso l'analisi delle risultanze istruttorie ai fini delle successive fasi procedurali. La Società ritiene di avere validi elementi di difesa a sostegno della correttezza del proprio operato.

iv) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Il vasto contenzioso amministrativo prende le mosse nel settembre 2017 dall'atto di diffida e messa in mora da parte del Ministero dell'ambiente rivolto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), a presentare dei progetti per la rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta, sulla base di un asserito accertamento della responsabilità, sulla scorta della sentenza del TAR Catania del 2012. Il Ministero in varie occasioni ha ribadito la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsestate per la contaminazione della Rada e ha diffidato le stesse dall'eseguire attività di bonifica. Nel settembre 2020 Eni Rewind ha preso parte alla CdS Istruttoria con il MATTM e gli enti competenti ed ha esposto approfondimenti sullo stato ambientale della Rada che confermano la storicità della contaminazione e la sua non diffusione nell'ambiente circostante. Il TAR di Catania tra fine 2023 e inizio 2024 ha emesso sentenza su tutti i ricorsi presentati dagli operatori giudicandoli inammissibili in ragione della natura endoprocedimentale della diffida e, quindi, atto non idoneo a incidere in via immediata e diretta nella sfera giuridica dei ricorrenti. Il TAR non ha preso posizione sull'esistenza o meno di un giudicato della responsabilità circa la contaminazione della Rada, limitandosi ad evidenziare il fatto che l'amministrazione procedente la ritiene, invece, sussistente. Per tale ragione le società del gruppo Eni il 27 giugno 2024 hanno impugnato le sentenze del TAR limitatamente ad una interpretazione delle stesse quali conferme della sussistenza di un giudicato sulla responsabilità della contaminazione.

v) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni

88961/604

Rewind SpA 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 per un totale di 30 casi, 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 Eni Rewind SpA), 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. 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 un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza è stata impugnata innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello. In relazione al primo appello promosso contro la prima sentenza di merito del Tribunale civile di Gela, la Corte d'appello di Caltanissetta ha rigettato l'appello proposto e accolto l'appello proposto in via incidentale dalle società del Gruppo Eni, concernente la regolamentazione delle spese di lite afferenti al giudizio di primo grado e la denunciata erroneità della compensazione ivi operata non ricorrendone i presupposti di legge. La controparte ha proposto ricorso per Cassazione. Nel 2024 il Tribunale civile di Gela ha emesso altre due sentenze con le quali sono state rigettate integralmente le richieste risarcitorie degli attori. La Corte d'Appello ha confermato il rigetto delle richieste risarcitorie e l'insussistenza del nesso causale tra le patologie e il presunto inquinamento di origine industriale.

- vi) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti

e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al risarcimento dei danni. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 10 luglio 2026.

- vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITE-NI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della Chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società). Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI, nonché quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti). Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici. La Provincia di Vicenza ha esteso l'individuazione del responsabile dell'inquinamento anche a Manifatture Lane Marzotto & Figli SpA che ha impugnato il relativo provvedimento avanti al TAR Veneto. Tale atto è stato altresì impugnato da ICI3 e Eni Rewind nella parte in cui, diversamente da quanto disposto dalla Provincia nei confronti delle altre società identificate come responsabili dell'inquinamento, non ordina a Manifatture Lane Marzotto & Figli di eseguire gli interventi ambientali. Con sentenze



di maggio 2024 il TAR Veneto si è pronunciato sui ricorsi promossi da ICI3 e Mitsubishi riguardanti il provvedimento di individuazione del responsabile dell'inquinamento. Il giudice amministrativo ha rigettato i ricorsi ritenendo legittimi gli atti della Provincia. Analogamente, con sentenza del 27 dicembre 2024, il TAR Veneto ha rigettato anche il ricorso di Eni Rewind confermando il provvedimento di identificazione adottato dalla Provincia come responsabile dell'inquinamento. La società sta valutando l'impugnazione della sentenza in appello. Sono in corso interlocuzioni tra le società coinvolte per verificare la possibilità di un accordo riguardante i costi della bonifica del sito.

viii) **Eni SpA/Greenpeace Onlus, ReCommon APS e altri – Contenzioso climatico.**

Il 9 maggio 2023, le ONG Greenpeace Onlus e ReCommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e Cassa Depositi e Prestiti innanzi al Tribunale Civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione emissioni del 45% entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose. Le parti si sono costituite in giudizio, depositando tempestivamente atti e documenti. Il 10 giugno 2024 gli attori hanno promosso un separato giudizio di regolamento di giurisdizione, rimettendo alla Corte di Cassazione Civile la decisione definitiva in ordine alla giurisdizione del Tribunale di Roma, adito nel giudizio di merito. Il Tribunale di Roma in data 11 luglio 2024 ha disposto la sospensione del giudizio di merito fino alla definizione del regolamento di giurisdizione proposto dagli attori. Eni si è costituita tempestivamente in giudizio davanti alla Corte di Cassazione. Il procedimento è in corso.

ix) **Eni SpA – NAOC/Associazione Egbema Voice of Freedom**

– **Richiesta risarcimento danni.** Il 30 novembre 2023 è stato notificato ad Eni SpA un atto di citazione relativo ad una pretesa avanzata dal Pastore Nicholas Evaristus Ukaonu, dall'associazione Advocates for Community Alternatives e dall'associazione Egbema Voice of Freedom, per asseriti danni derivanti da manufatti realizzati da NAOC in Nigeria nel territorio dove le comunità rappresentate dalle associazioni risiedono. Il Pastore e le associazioni chiedono un risarcimento in solido ad Eni e NAOC per circa €48 milioni oltre all'esecuzione di opere che, secondo parte attrice, sarebbero necessarie per evitare e contenere allagamenti causati da manufatti realizzati da NAOC. La domanda presentata ripropone lamentele avanzate negli anni passati, anche nel 2017 di fronte al Punto di Contatto Nazionale previsto dalle Linee

Guida OCSE indirizzate alle Multinazionali, ove fu iniziato un procedimento di conciliazione ad hoc conclusosi con un accordo tra le parti. La prima udienza, si è tenuta il 10 dicembre 2024. All'udienza il giudice ha espletato senza successo il tentativo di conciliazione e successivamente ciascuna parte ha richiamato quanto dedotto negli atti ed Eni ha chiesto che la causa venga messa in decisione senza ulteriore attività istruttoria. Il Giudice si è riservato.

x) **Eni Rewind SpA/Regione Calabria - Provincia e Comune di Crotone - WWF Italia - ARCI e altri (ricorso TAR Catanzaro).**

Il decreto direttoriale del MASE del 1 agosto 2024 n. 27 ha disposto l'avvio degli scavi per l'esecuzione della bonifica del SIN di Crotone al verificarsi di alcune condizioni e ha ordinato alla Regione Calabria di avviare il procedimento di rimozione del vincolo dal PAUR (che ha autorizzato la realizzazione degli impianti D15 - deposito preliminare e D9). La Regione Calabria, la Provincia di Crotone e il Comune di Crotone nonché le associazioni WWF e ARCI hanno impugnato il decreto con istanza cautelare avanti al TAR Catanzaro. Il vincolo imposto dalla Regione nel PAUR obbliga Eni Rewind a smaltire i rifiuti fuori dal territorio regionale; varie verifiche svolte dalla società e confermate dagli enti pubblici hanno confermato che l'unico impianto autorizzato in grado di accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica è a Crotone. Tale conclusione è stata sostanzialmente confermata anche dallo scouting presso operatori esteri (previsto dal decreto del MASE) da cui è emerso che solo 2 soggetti (sui quasi 30 contattati) sono disponibili ad accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica del SIN di Crotone, in un quadro di incertezze normative, amministrative, temporali e logistiche non compatibile con il cronoprogramma della bonifica. La resistenza della Regione a rimuovere il vincolo ha finora impedito di avviare gli scavi per lo smaltimento dei rifiuti presenti nel sito. Il WWF e ARCI hanno altresì impugnato la diffida con cui il Ministero (del 24 settembre 2024) ha imposto a Eni Rewind – in seguito a una serie di comunicazioni inviate dalla società con le quali si diffidava la Regione ad avviare il procedimento di rimozione del vincolo PAUR come previsto dal decreto – di avviare le attività utilizzando il deposito preliminare D15 come deposito temporaneo. La società ha eseguito tutte le attività prodromiche all'avvio degli scavi dando attuazione alle prescrizioni (i.e. condizioni) del Decreto. Gli enti hanno diffidato (a gennaio 2025) Eni Rewind e la società che gestisce la discarica di Crotone dal sottoscrivere il contratto di conferimento dei rifiuti e, per l'effetto, le attività di scavo non sono state avviate. Avverso tali diffide Eni Rewind (e Edison) hanno proposto ricorso al TAR Calabria, che ha richiesto al Ministero una relazione sul procedimento ambientale e ha fissato la trattazione del merito al 18 giugno 2025 congiuntamente ai ricorsi contro le diffide proposti da Eni Rewind.

88961/609

2. PROCEDIMENTI CHIUSI

- i) **Eni SpA R&M Raffineria di Livorno – Procedimento penale infortunio sul lavoro.** In data 20 ottobre 2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito di un procedimento penale pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed in seguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. La Società ha provveduto al risarcimento. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla Società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs. 231/2001. Nel settembre 2021 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari. In seguito, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio. All'esito del primo grado di giudizio, in data 12 marzo 2024 il Tribunale ha emesso sentenza di assoluzione delle persone fisiche imputate e di Eni SpA ai sensi del D.lgs. 231/2001. La sentenza di assoluzione non è stata impugnata ed è dunque passata in giudicato.
- ii) **Eni SpA Eni Oil & Gas Inc – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc) e diverse altre compagnie, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. In data 25 aprile 2023, la Corte Suprema ha assegnato i sei contenziosi promossi dalle autorità governative alle corti statali della California. In data 14 dicembre 2023, l'associazione di pescatori, non essendo riuscita a ottenere il rinvio alla corte statale, ha rinunciato volontariamente alla causa. In data 27 agosto 2024, dopo la riunione dinnanzi alla Corte di San Francisco dei restanti contenziosi pendenti, nell'ambito della fase di valutazione della personal jurisdiction (volta a verificare l'effettiva sussistenza di giurisdizione della corte competente rispetto ai convenuti), entrambe Eni SpA ed EOG sono state escluse definitivamente dai relativi procedimenti, avendo accettato la proposta delle parti attrici di concludere transattivamente la causa, senza alcuna ammissione di responsabilità da parte di Eni e senza alcuna possibilità di ripensamento in capo alle parti attrici, impegnandosi a pagare le sole spese processuali di modeste entità.
- iii) **OPL 245 Nigeria.** In relazione alla stipula tra Eni, il Governo della Repubblica Federale della Nigeria "FGN" e un'altra com-

pagnia petrolifera internazionale del Resolution Agreement del 29 aprile 2011 relativo alla "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245, erano stati aperti diversi filoni d'indagine da parte delle autorità giudiziarie di Italia, UK e Nigeria aventi a oggetto presunti illeciti nell'assegnazione del blocco, compreso il reato di corruzione internazionale. Le indagini erano a carico di alcuni top manager di Eni e dell'Ente medesimo ai sensi del D.lgs. 231/01. Eni, anche sulla base delle risultanze delle verifiche interne effettuate da uno studio legale statunitense indipendente incaricato da Collegio Sindacale e Organismo di Vigilanza, riteneva infondate le accuse. Anche il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha condotto proprie indagini ai sensi della normativa anti-corruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento nel 2019 senza addebiti. La magistratura UK ha rinunciato all'azione per mancanza di competenza giurisdizionale. Il procedimento in Italia condotto dalla Procura di Milano, che aveva chiesto il rinvio a giudizio dei manager Eni coinvolti e dell'Ente, si è risolto in maniera totalmente favorevole per Eni, conclusosi con sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati. Il giudizio di appello, promosso dai Pubblici Ministeri del primo grado e dal governo federale della Nigeria "FGN" in qualità di parte civile, si è concluso nel corso del 2022 confermando la sentenza di assoluzione primo grado che pertanto è diventata definitiva. Infine, "FGN" che nel 2023 aveva promosso ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello di Milano, chiedendone l'annullamento con rinvio al giudice civile competente ai soli fini delle statuizioni civili, rinunciava all'adire alla Cassazione, come si evince dalla lettera a firma dell'Attorney General trasmessa dopo due udienze a Londra dell'arbitrato ICSID. Tale arbitrato era stato promosso da Eni dopo la sentenza di assoluzione per tutelare l'investimento, chiedendo la conversione forzata in licenza estrattiva (OML) di quella esplorativa (OPL 245) oltre a 700 milioni di dollari di danno per il mero ritardo (oltre alla riserva per eventuali danni). Il 20 gennaio 2020 alla consociata Eni in Nigeria (NAE) è stato notificato l'avvio di un procedimento penale avanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011 all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, inizialmente previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19 ed è ripreso all'inizio del 2021. Nel corso del procedimento sono stati ascoltati diversi



88961/610

testimoni convocati principalmente sulla richiesta della "Economic and Financial Crimes Commission" ("EFCC"). Alla luce della debolezza delle evidenze prodotte dall'EFCC, le parti convenute hanno presentato alla corte una richiesta di dichiarazione di non luogo a procedere alla quale l'EFCC non si è opposta per la parte relativa alle accuse mosse verso NAE, SNEPCO e il Ministro della Giustizia.

iv) EniMed SpA – Procedimento penale per ipotesi di sottrazione al pagamento dell'accisa di prodotto fluossante.

Il procedimento penale origina da un'indagine della GdF di Ragusa che ha portato all'accertamento nel maggio 2020 di una serie di episodi di furto di fluossante – prodotto energetico utilizzato in sospensione di accisa – sottratto direttamente dalle condotte di EniMed ad opera di soggetti terzi arrestati in flagranza di reato. A seguito di tali fatti, la medesima GdF ha avviato una verifica sulle modalità di contabilizzazione del fluossante da parte della Società nel periodo 2018-2020 all'esito della quale sono state contestate alla Società ipotesi di irregolarità nella gestione del gasolio fluossante con ipotizzate sottrazioni di imposte indirette (accise ed IVA) pari a circa €50 milioni. La Procura competente (Gela) dal canto suo ha promosso a carico dell'ex AD di EniMed (per gli anni 2018-2020) un procedimento per ipotesi di reato di cui all'art. 40 Testo Unico delle Accise. Il procedimento penale è stato esteso ad altri due dipendenti di EniMed sempre per la stessa ipotesi di reato. Nell'ambito dello stesso procedimento i soggetti terzi sono a giudizio per furto di fluossante, ipotesi che invece vede EniMed identificata quale persona offesa. Nel corso delle indagini il PM ha chiesto il sequestro preventivo di €34.135.328 (corrispondenti alla accisa asseritamente non pagata). Tale richiesta è stata ritenuta infondata dal GIP escludendo che il reato di sottrazione al pagamento delle accise fosse ascrivibile a titolo di dolo all'AD della Società, che anzi è stata vittima di furti ad opera di soggetti terzi. L'udienza preliminare è iniziata il 28 maggio 2024, EniMed si è costituita parte civile per i capi di imputazione relativi al danno conseguenza dei furti subiti e degli altri reati contestati ai soggetti terzi. Alcune difese degli imputati terzi hanno sollevato questione di competenza territoriale con riferimento ai capi di imputazione di ricettazione e favoreggiamento personale ed il Giudice le ha accolte, disponendo la separazione delle posizioni e la trasmissione degli atti ai Tribunali individuati come competenti. All'udienza del 1 ottobre 2024, il Giudice per l'udienza preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non costituisce reato nei confronti delle persone EniMed. Il Pubblico Ministero non ha proposto impugnazione, pertanto la sentenza è diventata irrevocabile.

v) Eni SpA (R&M) – Raffineria di Taranto – Procedimento penale per violazione accertamento accise.

Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale di prodotto energetico movimentato, in regime di sospensione di accisa, da un serbatoio della raffineria di Taranto. All'esito della fase delle indagini preliminari, risultavano indagati, in concorso, l'allora responsabile della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta continuata

ipotesi di sottrazione all'accertamento delle accise, in ragione di plurime movimentazioni avvenute nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021, dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore dal 13 ottobre 2021 è posto sotto sequestro. In esito all'udienza del 17 dicembre 2024, il GUP presso il Tribunale di Taranto ha pronunciato sentenza di proscioglimento nei confronti di tutti gli imputati ai sensi dell'art. 425 c.p.p. comma 1 perché il fatto non sussiste.

vi) Eni SpA - Eni Rewind SpA - Priolo - Cause civili malformazioni.

A febbraio 2022 Eni Rewind è stata citata innanzi al Tribunale di Siracusa per risarcimento danni (€800.000 per ciascuno degli attori) da parte di due cittadini di Augusta (SR), i quali, espongono di essere nati con gravi malformazioni a causa di sversamenti di mercurio dall'impianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo. Eni Rewind si è costituita in giudizio svolgendo domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra gli anni di nascita 1972 e 1975. A seguito della costituzione di Edison SpA e della celebrazione delle rispettive udienze di comparizione, i due giudizi pendono attualmente in fase istruttoria. Il procedimento non è più significativo.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Enilive. 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, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed 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) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Enilive alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in subconcessione 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.

88961/64

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia, non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del D.lgs. 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 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (c.d. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. In parallelo, è stato avviato l'Emissions Trading nel Regno Unito (UK ETS) con regole per lo più analoghe a quelle del EU ETS. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions 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 2024, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 17,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 5,4 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,7 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni, con consegna nel 2025.

88961/6.12

29 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Corporate e Altre attività	Totale
2024							
Ricavi della gestione caratteristica	38.875	15.061	5.881	18.670	10.124	186	88.797
Ricavi per prodotti e servizi venduti:							
Ricavi per:							
- Vendita di greggi	28.151						28.151
- Vendita di prodotti petroliferi	4.058		1.518	18.165			23.741
- Vendita di gas naturale e GNL	6.039	12.480	2		3.620		22.141
- Vendita di prodotti petrolchimici	253		3.667				3.920
- Vendita di energia elettrica		2.244	1		4.073		6.318
- Vendita di altri prodotti	40	16	326	62	67	7	518
- Servizi	334	321	367	443	2.364	179	4.008
	38.875	15.061	5.881	18.670	10.124	186	88.797
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	38.557	14.963	5.844	18.670	10.124	61	88.219
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	318	98	37			125	578
2023							
Ricavi della gestione caratteristica	37.961	19.468	6.188	18.877	11.040	183	93.717
Ricavi per prodotti e servizi venduti:							
Ricavi per:							
- Vendita di greggi	25.685						25.685
- Vendita di prodotti petroliferi	5.219		1.847	18.442			25.508
- Vendita di gas naturale e GNL	5.881	16.638			4.431		26.950
- Vendita di prodotti petrolchimici	766		3.619				4.385
- Vendita di energia elettrica		2.420			4.832		7.252
- Vendita di altri prodotti	44	38	305	28	91	3	509
- Servizi	366	372	417	407	1.686	180	3.428
	37.961	19.468	6.188	18.877	11.040	183	93.717
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	37.626	19.383	6.147	18.645	11.040	64	92.905
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	335	85	41	232		119	812
2022							
Ricavi della gestione caratteristica	38.729	47.544	8.413	24.225	13.412	189	132.512
Ricavi per prodotti e servizi venduti:							
Ricavi per:							
- Vendita greggi	26.277						26.277
- Vendita prodotti petroliferi	5.084		1.916	23.770			30.770
- Vendita gas naturale e GNL	6.173	40.838			5.573		52.584
- Vendita prodotti petrolchimici	817		5.424			3	6.244
- Vendita di energia elettrica		6.122			6.326		12.448
- Vendita altri prodotti	68	11	359	52	212	2	704
- Servizi	310	573	714	403	1.301	184	3.485
	38.729	47.544	8.413	24.225	13.412	189	132.512
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	38.417	47.361	8.331	23.982	13.285	65	131.441
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	312	183	82	243	127	124	1.071

88961 / 613

(€ milioni)	2024	2023	2022
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	87	642	157
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	7	1.067	1

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)	2024	2023	2022
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	48	27	48
Altri proventi	2.369	1.072	1.127
	2.417	1.099	1.175

Gli altri proventi comprendono: (i) €1.048 milioni relativi all'accordo con un operatore italiano sulla ripartizione degli oneri ambientali, che riconosce a Eni un rimborso di costi pregressi e dei costi futuri già stanziati nei fondi ambientali; (ii) €194 milioni (€121 milioni e €204 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022) relativi al recu-

pero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

30 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2024	2023	2022
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	54.204	58.170	65.139
Costi per servizi	12.217	11.512	10.303
Costi per godimento di beni di terzi	1.512	1.432	2.301
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.397	1.369	2.985
Altri oneri	2.073	1.746	2.069
	71.403	74.229	102.797
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(227)	(367)	(246)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(62)	(26)	(22)
	71.114	73.836	102.529

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici che ammontano a €186 milioni (€205 milioni e €220 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).

I costi di ricerca e sviluppo e miglioramento tecnologico privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €178 milioni (€166 milioni e €164 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €1.122 milioni (€1.138 milioni e €1.570 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza riguardano: (i) l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €848 milioni (accantonamento netto di €559 milioni e di €1.700 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022); (ii) l'accanto-

namento netto al fondo abbandono e ripristino siti e social project di €300 milioni (accantonamento netto di €305 milioni e di €376 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022), di cui €250 milioni per la dismissione di asset oil & gas esauriti in cui l'ammortamento UOP è cessato; (iii) l'accantonamento netto del fondo rischi per contenziosi di €40 milioni (rilasci netti di €87 milioni e accantonamenti netti di €501 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

88961/614

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2024	2023	2022
Salari e stipendi	2.665	2.427	2.311
Oneri sociali	527	497	465
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	96	156	174
Altri costi	123	196	194
	3.411	3.276	3.144
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(139)	(131)	(120)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(10)	(9)	(9)
	3.262	3.136	3.015

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €66 milioni (€56 milioni e €78 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022) e oneri per programmi a contributi definiti per €104 milioni (€102 milioni e €103 milioni rispettivamente nel 2023 e nel 2022).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 - 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)	2024		2023		2022	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	933	19	944	19	957	19
Quadri	9.257	90	9.157	84	9.084	80
Impiegati	16.086	431	15.810	420	15.517	420
Operai	5.719	282	5.937	294	6.074	288
	31.995	822	31.848	817	31.632	807

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

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

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2024.

L'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, che prevedono l'attribuzione fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società con-

trollate 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. I Piani prevedono l'assegnazione ai beneficiari di azioni Eni a titolo gratuito 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 dei piani 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.

88961 / 615

Le caratteristiche di vesting dei Piani di remunerazione basati su azioni sono simili e sono collegate al raggiungimento degli obiettivi prefissati dalla Società in termini di risultati finanziari, apprezzamento delle azioni come benchmark rispetto a un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") e determinati KPI di sostenibilità ambientale e riduzione delle emissioni, in una percentuale rispettivamente del 40%, 25% e 35%, per il più recente piano di remunerazione azionaria. In passato, il vesting delle azioni includeva anche determinati obiettivi industriali. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni assegnabili 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:

- (i) 1 anno dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022;
- (ii) 2 anni dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2023-2025.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2024, n. 1.889.808 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,39 euro per azione; (ii) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 euro per azione; (iii) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,20 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico con riferimento ad entrambi i Piani di Incentivazione di Lungo Termine in essere) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€14,428 e €13,416 a seconda della grant date per l'attribuzione 2024; €15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'attribuzione 2023; €12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (la cui incidenza media annuale rispetto al valore del titolo Eni alla data di attribuzione risulta pari a 7,3% e 7,9% per l'attribuzione 2024, 6,6%

e 6,8% per l'attribuzione 2023, 6,8% e 6,1% per l'attribuzione 2022, considerando la volatilità del titolo (23,7% e 21,8% per l'attribuzione 2024; 28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023; 30% e 31% per l'attribuzione 2022), 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 (c.d. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €23 milioni (€20 milioni e €18 milioni rispettivamente nel 2023 e 2022) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

PIANO DI AZIONARIATO DIFFUSO

L'Assemblea degli Azionisti nella seduta del 15 maggio 2024 ha approvato il Piano di Azionariato Diffuso con la finalità di rafforzare il senso di appartenenza all'azienda del personale Eni e promuovere la partecipazione alla crescita del valore aziendale, in linea con gli interessi degli azionisti. Il Piano prevede tre assegnazioni annuali nel periodo 2024-2026 destinate ai dipendenti di Eni e delle sue società controllate.

Per l'anno 2024, si è proceduto all'assegnazione di azioni gratuite da parte di Eni ai dipendenti a ruolo in Italia (circa 22 mila) che non potranno essere trasferite e/o cedute dai dipendenti per 3 anni dalla data di assegnazione (periodo di lock-up).

Alla grant date (27 novembre 2024) sono state attribuite complessivamente da parte di Eni nel 2024 n. 3.102.700 azioni.

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 delle azioni alla data di assegnazione. La rilevazione del costo avverrà pro rata temporis lungo il triennio di riferimento.

I costi relativi al Piano di Azionariato Diffuso, rilevati come componente del costo lavoro in contropartita alle riserve di patrimonio netto, ammontano a €1 milione.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, inclusi 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 (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2024	2023	2022
Salari e stipendi	39	35	37
Benefici successivi al rapporto di lavoro	4	3	3
Altri benefici a lungo termine	23	19	17
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro			9
	66	57	66

80961/616

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €12,9 milioni, €13,9 milioni e €11,1 milioni rispettivamente per gli esercizi 2024, 2023 e 2022. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,5 milioni, €0,6 milioni e €0,6 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2024, 2023 e 2022. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma

avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

31 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2024	2023	2022
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	7.715	7.417	8.450
Oneri finanziari	(8.980)	(8.113)	(9.333)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico	368	284	(55)
Strumenti finanziari derivati	278	(61)	13
	(599)	(473)	(925)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2024	2023	2022
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(827)	(667)	(507)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	367	250	(53)
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	21	34	(2)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(358)	(207)	(128)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(314)	(267)	(315)
- Interessi attivi verso banche	294	356	57
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	161	14	9
	(656)	(487)	(939)
Differenze attive (passive) di cambio	(38)	255	238
Strumenti finanziari derivati	278	(61)	13
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	44	153	128
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	222	94	38
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(261)	(341)	(199)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(188)	(86)	(204)
	(183)	(180)	(237)
	(599)	(473)	(925)

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

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

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



88961647

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi degli incrementi e decrementi per effetto del risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2024	2023	2022
Dividendi	227	255	351
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	562	430	483
Altri proventi (oneri) netti	195	423	2.789
	984	1.108	3.623

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €166 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €22 milioni (rispettivamente €179 milioni e €55 milioni nel 2023 e €247 milioni e €77 milioni nel 2022).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €371 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 100% del capitale della Nigerian Agip Oil Co Ltd alla società Oando Plc e per €166 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 10% del capitale della Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali e comprende il realizzo di effetti rilevati ad utile complessivo per €9 milioni.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €118 milioni alla plusvalenza da

valutazione al fair value della business combination Ithaca Energy Plc.

Le plusvalenze da vendite del 2023 si riferivano alla cessione a Snam del 49,9% del capitale della joint venture SeaCorridor Srl e gli altri proventi netti comprendevano la plusvalenza da valutazione al fair value della quota mantenuta dell'entità.

Le plusvalenze da vendite del 2022 si riferivano alla cessione mediante operazioni di mercato di una partecipazione in Vår Energi ASA. Gli altri proventi netti del 2022 si riferivano per €2.542 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination tra Eni e bp con la costituzione della joint venture Azule Energy Holdings Ltd e comprendevano il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €764 milioni.

33 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2024	2023	2022
Imposte correnti:			
-imprese italiane	(255)	97	1.920
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	4.946	5.349	7.027
-altre imprese estere	22	185	944
	4.713	5.631	9.891
Imposte differite e anticipate nette:			
-imprese italiane	(1.433)	(137)	(2.191)
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	294	(22)	713
-altre imprese estere	151	(104)	(325)
	(988)	(263)	(1.803)
	3.725	5.368	8.088

88961/618

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale netto relativo all'utilizzo delle riserve in sospensione d'imposta per €397 milioni di proventi e imposte estere per €116 milioni. Le imposte sul reddito delle imprese estere comprendono il rilascio di un fondo stanziato a fronte di incertezze applicative di norme fiscali per €170 milioni.

Le imposte sul reddito del 2022 comprendevano l'imposta straordinaria di solidarietà per l'anno 2022 (€1.036 milioni) introdotta in Italia dalla Legge n. 51/2022 nonché un'addizionale d'imposta sui profitti energetici nel Regno Unito. Il totale delle imposte sul reddito 2022 comprendeva il contributivo straordinario previsto dalla Legge n. 197/2022 (finanziaria 2023) calcolato sul reddito imponibile 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

Nel 2023, con D. Lgs 209/2023 in attuazione della Direttiva UE 2022/2523, l'Italia ha promulgato le Pillar Two Model Rules, in vigore dal 1 gennaio 2024. Le regole del Pillar Two hanno l'obiettivo di assicurare che le grandi imprese multinazionali (che rispettino certi parametri) assolvano un livello minimo di imposizione sul reddito in ciascuna giurisdizione in cui operano. L'impatto delle Pillar Two rules sulle imposte correnti sul reddito per il 2024 è stato poco significativo. Eni ha applicato l'esenzione, prevista dagli emendamenti allo IAS 12, dal dover rilevare le attività e passività fiscali differite relative alle imposte sul reddito del Pillar Two e darne informativa in bilancio.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2023 e nel 2022) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2024	2023	2022
Utile (perdita) ante imposte	6.489	10.228	22.049
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	1.557	2.455	5.292
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	3.452	3.036	3.388
- effetto tassazione distribuzione riserve	147	106	47
- effetto imposte estere di società italiane	108	14	66
- effetto tassazione dividendi infragruppo	82	7	11
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	6	48	(19)
- effetto Irap delle società italiane	(15)	91	(18)
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(30)	(26)	50
- effetto plusvalenze da cessione/conferimento	(38)	(96)	(241)
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(1.470)	(221)	(2.087)
- effetto contributi solidaristici straordinari per le imprese italiane del settore energetico			1.971
- altre motivazioni	(74)	(46)	(372)
	2.168	2.913	2.796
Imposte effettive	3.725	5.368	8.088

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €3.403 milioni (rispettivamente, €3.026 milioni e €2.940 milioni nel 2023 e 2022).

Il tax rate effettivo del 2024 è pari al 57,4% (rispettivamente, 52,5% e

36,7% per il 2023 e 2022). L'aumento del tax rate nel 2024 è dovuto alla maggiore incidenza sull'utile ante imposte consolidato dei risultati ottenuti nelle giurisdizioni estere di E&P con tax rate più elevati della media di Gruppo.

34 Utile (perdita) per azione

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

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2024 le azioni

che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2020-2022 e 2023-2025 e le azioni collegate al prestito obbligazionario convertibile emesso nel 2023.

Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue e del prestito obbligazionario convertibile, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

88961/619

La determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2024	2023	2022
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.167.006.396	3.303.766.512	3.483.633.816
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.369.161	6.352.583	6.319.989
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		56.975.836	17.014.702	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		3.230.351.393	3.327.133.797	3.489.953.805
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	2.624	4.771	13.887
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(132)	(109)	(109)
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice	(€ milioni)	2.492	4.662	13.778
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	31	9	
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	2.523	4.671	13.778
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	0,79	1,41	3,96
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,78	1,40	3,95

35 Informazione per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

Con efficacia 1° ottobre 2024 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni per una migliore esecuzione della strategia di crescita e di trasformazione del Gruppo con la costituzione di tre raggruppamenti di settori operativi:

- "Chief Transition & Financial Officer" con l'obiettivo di valorizzare le attività relative alla transizione e di coordinare i piani di sviluppo e di integrazione commerciale;
- "Global Natural Resources" con l'obiettivo di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore Oil & Gas attraverso l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve, la commercializzazione di gas/GNL equity e di terzi e la gestione attiva del portafoglio, integrando le attività di trading e di generazione di energia da impianti termoelettrici;
- "Industrial Transformation" con l'obiettivo di completare la ristrutturazione e la riconversione dei business downstream oil e della chimica.

Per quanto riguarda le informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", coerentemente con le previsioni dei principi contabili applicabili, il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte a un

livello di minore aggregazione rispetto ai raggruppamenti descritti. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, i reportable segment di Eni al 31 dicembre 2024 sono stati definiti considerando i settori operativi che confluiscono nei tre raggruppamenti, come segue:

- **Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply per le attività di raffinazione e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.
- **Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power:** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL equity e di terzi. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas. Questo reportable segment comprende i risultati del business Power relativo all'attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici, che presenta ritorni economici simili considerata la comunanza delle dinamiche industriali relative alla domanda di gas e di energia elettrica. Comprende le attività di trading di certifi-

88961/620

cati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

- **Refining e Chimica:** attività di lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining" e attività di produzione di prodotti chimici da ciclo petrolifero, svolte dalla controllata Versalis e le società figlie, che sono state aggregate in un unico reportable segment, poiché presentano ritorni economici simili, esposizione a comuni dinamiche di mercato e comunanze nella struttura dei processi industriali. Versalis è attiva nella produzione di bioplastiche tramite la controllata Novamont e nella chimica del compounding.
- **Enilive:** gestisce le attività di produzione di biocarburanti da materie prime rinnovabili e la commercializzazione al dettaglio di carburanti tradizionali e bio, nonché di prodotti e servizi rivolti all'automobilista nell'ottica della mobilità sostenibile. Svolge inoltre attività di vendita all'ingrosso di carburanti, bitumi e lubrificanti.
- **Plenitude:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica (installazione di colonnine di ricarica).
- **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, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind. Comprende, inoltre, le attività relative ai progetti CCUS, agri-business e conservazione delle foreste (REDD+), in fase di sviluppo.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative periods sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo. Le principali variazioni rispetto al 2023 hanno riguardato l'allocatione del trading petrolifero con la E&P (in precedenza nel segmento operativo "Refining") e dell'attività di generazione termoelettrica con il segmento operativo GGP (in precedenza nell'aggregato Plenitude e Power). Enilive è oggetto di esposizione separata dall'aggregato Refining & Chimica.

Di seguito le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO "riesposte" per l'esercizio 2023 e per l'esercizio 2022.

Informazioni pubblicate nel 2023:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2023							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.903	20.139	52.558	14.256	1.972		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.060)	(3.229)	(393)	(658)	(1.771)		
Ricavi da terzi	10.843	16.910	52.165	13.598	201		93.717
Risultato operativo	8.549	2.431	(1.397)	(464)	(943)	81	8.257
Attività direttamente attribuibili ^(a)	62.180	6.381	15.530	13.999	1.952	(378)	99.664
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.020	5.997	10.200	6.076	4.629	(56)	44.866
2022							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	31.194	48.586	59.178	20.883	1.886		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.305)	(7.356)	(708)	(1.157)	(1.689)		
Ricavi da terzi	12.889	41.230	58.470	19.726	197		132.512
Risultato operativo	15.963	3.730	460	(825)	(1.956)	138	17.510
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.298	12.282	14.925	11.987	1.666	(472)	100.686
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.339	12.572	9.011	4.787	4.462	(68)	48.103

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.



88961/621

Informazioni riepilogative:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2023									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	55.773	24.168	23.061	21.780	11.102	135.884			
a dedurre: ricavi infrasettori	(17.812)	(4.700)	(16.873)	(2.903)	(62)	(42.350)			
Ricavi da terzi	37.961	19.468	6.188	18.877	11.040	93.534	183		93.717
Risultato operativo	8.693	2.626	(2.121)	585	(659)	9.124	(948)	81	8.257
Attività direttamente attribuibili ^(a)	64.504	7.688	7.186	6.081	12.692	98.151	1.891	(378)	99.664
Passività direttamente attribuibili ^(a)	21.461	6.637	3.910	2.900	5.436	40.344	4.578	(56)	44.866
2022									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	61.834	58.119	26.633	26.479	13.497	186.562			
a dedurre: ricavi infrasettori	(23.105)	(10.575)	(18.220)	(2.254)	(85)	(54.239)			
Ricavi da terzi	38.729	47.544	8.413	24.225	13.412	132.323	189		132.512
Risultato operativo	16.158	4.231	(606)	876	(1.326)	19.333	(1.961)	138	17.510
Attività direttamente attribuibili ^(a)	62.522	13.813	8.064	4.690	10.456	99.545	1.613	(472)	100.686
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.431	13.537	3.714	2.253	3.822	43.757	4.414	(68)	48.103

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2024									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	54.440	18.876	21.210	21.139	10.179	125.844			
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.565)	(3.815)	(15.329)	(2.469)	(55)	(37.233)			
Ricavi da terzi	38.875	15.061	5.881	18.670	10.124	88.611	186		88.797
Risultato operativo	6.715	(909)	(1.681)	282	1.307	5.714	(371)	(105)	5.238
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(282)	(11)	(478)	(48)	(81)	(900)	(484)	(13)	(1.397)
Ammortamenti	(6.353)	(267)	(161)	(284)	(424)	(7.489)	(144)	33	(7.600)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(2.385)	(195)	(458)	(117)	(1)	(3.156)	(51)		(3.207)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	182	94	3		5	284	23		307
Riduzioni	(576)				(3)	(579)	(1)		(580)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	904	44	73	(43)	(47)	931	(65)		866
Attività direttamente attribuibili ^(a)	67.572	7.421	7.228	5.893	13.588	103.702	2.712	(457)	103.957
Attività non direttamente attribuibili ^(a)									42.982
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	8.348	488	2.621	899	1.019	13.375	775		14.150
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.627	7.230	4.253	2.995	5.883	40.988	4.881	(49)	45.820
Passività non direttamente attribuibili ^(a)									45.471
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.055	110	632	416	687	8.100	408	(23)	8.485

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

88961/622

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enliva	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2023									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	55.773	24.168	23.061	21.780	11.102	135.884			
a dedurre: ricavi infrasettori	(17.812)	(4.700)	(16.873)	(2.903)	(62)	(42.350)			
Ricavi da terzi	37.961	19.468	6.188	18.877	11.040	93.534	183		93.717
Risultato operativo	8.693	2.626	(2.121)	585	(659)	9.124	(948)	81	8.257
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(354)	(206)	(352)	(33)	(73)	(1.018)	(339)	(12)	(1.369)
Ammortamenti	(6.271)	(295)	(142)	(261)	(404)	(7.373)	(140)	34	(7.479)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.419)	(14)	(732)	(38)	(7)	(2.210)	(52)		(2.262)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	376	52	6			434	26		460
Radiazioni	(531)				(5)	(536)	1		(535)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.012	49	381	(38)	(55)	1.349	(13)		1.336
Attività direttamente attribuibili ^(a)	64.504	7.688	7.186	6.081	12.692	98.151	1.891	(378)	99.664
Attività non direttamente attribuibili ^(a)									42.942
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.780	534	2.724	858	664	11.560	1.070		12.630
Passività direttamente attribuibili ^(a)	21.461	6.637	3.910	2.900	5.436	40.344	4.578	(56)	44.866
Passività non direttamente attribuibili ^(a)									44.096
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.135	119	556	428	636	8.874	360	(19)	9.215
2022									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	61.834	58.119	26.633	26.479	13.497	186.562			
a dedurre: ricavi infrasettori	(23.105)	(10.575)	(18.220)	(2.254)	(85)	(54.239)			
Ricavi da terzi	38.729	47.544	8.413	24.225	13.412	132.323	189		132.512
Risultato operativo	16.158	4.231	(606)	876	(1.326)	19.333	(1.961)	138	17.510
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(160)	(395)	(658)	(439)	(12)	(1.664)	(1.340)	19	(2.985)
Ammortamenti	(6.130)	(268)	(150)	(245)	(307)	(7.100)	(138)	33	(7.205)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(613)	(114)	(709)	(43)	(17)	(1.496)	(71)		(1.567)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	181	180	35			396	31		427
Radiazioni	(596)	(1)	(2)			(599)			(599)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.530	4	445	1	(20)	1.960	(119)		1.841
Attività direttamente attribuibili ^(a)	62.522	13.813	8.064	4.690	10.456	99.545	1.613	(472)	100.686
Attività non direttamente attribuibili ^(a)									51.444
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.318	4	3.062	22	660	11.066	1.026		12.092
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.431	13.537	3.714	2.253	3.822	43.757	4.414	(68)	48.103
Passività non direttamente attribuibili ^(a)									48.797
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.252	173	605	273	481	7.784	276	(4)	8.056

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

88961/623

INFORMAZIONE 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
2024								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	29.787	7.704	4.709	6.470	21.232	32.624	1.431	103.957
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.009	673	308	556	1.519	3.276	144	8.485
2023								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	30.026	6.962	5.124	7.658	17.855	30.928	1.111	99.664
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.006	485	235	609	1.471	4.105	304	9.215
2022								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	29.195	7.689	6.564	8.892	18.653	28.167	1.526	100.686
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.475	415	205	1.266	1.390	3.163	142	8.056

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2024	2023	2022
Italia	30.994	33.450	60.090
Resto dell'Unione Europea	15.975	18.271	25.413
Resto dell'Europa	16.493	18.476	21.748
Americhe	7.908	7.004	6.929
Asia	9.114	7.404	9.062
Africa	8.285	9.057	9.191
Altre aree	28	55	79
	88.797	93.717	132.512

88961/624

36 Rapporti con parti correlate

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

- a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società controllate escluse dall'area di consolidamento;
- b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale

e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

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

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024" che si considera parte integrante delle presenti note.

88961/625

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

		31.12.2024			2024		
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		4	126			256	
Cardón IV SA		1	77		4	(2)	
Coral FLNG SA		12		1.411	15	(3)	
Gruppo Azule		59	399	3.343	76	2.290	
Gruppo Saipem		41	186	9	52	1.253	
Gruppo SeaCorridor		105	27		1	242	
Gruppo Vårgrann		1		886			
Ithaca Energy Plc		188	76			366	(138)
Karachaganak Petroleum Operating BV		31	292			1.196	
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd		6	14		3	51	
Mellitah Oil & Gas BV		56	52		11	523	
Mozambique Rovuma Venture SpA		26	2		31	53	
Petrobel Belayim Petroleum Co		23	509			562	
Società Oleodotti Meridionali SpA		12	491		16	11	
Société Centrale Electrique du Congo SA		97			104		
Vår Energi ASA		30	828	1.918	48	5.047	(57)
Altre ^(a)		37	71	120	74	187	
		729	3.150	7.687	435	12.034	(195)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				195			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		161	3		10		
Altre		16	7	11	27	18	
		177	10	206	37	18	
		906	3.160	7.893	472	12.052	(195)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		3	25			65	
Gruppo Enel		33	153		46	798	(28)
Gruppo Italgas		1	186		5	612	
Gruppo Snam		196	436		219	1.342	
Gruppo Terna		104	116		386	350	10
GSE - Gestore Servizi Energetici		201	110		1.805	1.548	414
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		13			238		
Altre ^(a)		23	66		71		
		574	1.092		2.770	4.715	396
Altri soggetti correlati							
		1	3		2	37	
Groupement Sonatrach - Eni «GSE»		316	316		32	599	
Totale		1.797	4.571	7.893	3.276	17.403	201

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.



88961/626

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023			2023		Altri proventi (oneri) operativi
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	194			308	
Cardón IV SA		24	142		4	1	
Coral FLNG SA		4		1.327	6		
Gruppo Azule		113	475	3.156	86	2.146	
Gruppo Saipem		5	235	9	6	768	
Gruppo SeaCorridor		29	29		1	357	
Gruppo Vårgrønn				1.321			
Karachaganak Petroleum Operating BV		17	250			1.183	
Melitah Oil & Gas BV		49	20		16	517	
Petrobel Belayim Petroleum Co		58	885			870	
Società Oleodotti Meridionali SpA		11	473		19	12	
Société Centrale Electrique du Congo SA		74			79		
Vår Energi ASA		51	764	2.013	58	4.487	(165)
Altre ^(a)		62	73	19	83	203	
		498	3.540	7.845	358	10.852	(165)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				183			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		152	4	1	12		
Altre		13	10	12	13	30	
		165	14	196	25	30	
		663	3.554	8.041	383	10.882	(165)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		5	33		2	69	
Gruppo Enel		95	168		93	497	(109)
Gruppo Italgas		1	149		8	(20)	
Gruppo Snam		245	352		1.157	1.625	
Gruppo Terna		85	61		400	317	8
GSE - Gestore Servizi Energetici		230	219		2.104	1.875	283
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		5			238		
Altre ^(a)		11	68		52	38	
		677	1.050		4.054	4.401	182
Altri soggetti correlati		1	2		1	36	
Grouperment Sonatrach - Eni «GSE»		222	212		40	569	
Totale		1.563	4.818	8.041	4.478	15.888	17

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.



88961

1624

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022			2022		Altri proventi (oneri) operativi
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		17	71			224	
Angola LNG Ltd						79	
Coral FLNG SA		10		1.378	12		
Gruppo Azule		320	517	3.268	46	1.152	
Gruppo Saipem		3	195	9	9	452	
Gruppo Vårgrann				1.259			
Karachaganak Petroleum Operating BV		27	251			1.347	
Melitah Oil & Gas BV		58	144		9	234	
Petrobel Belayim Petroleum Co		33	595			944	
Société Centrale Electrique du Congo SA		47			74		
Società Oleodotti Meridionali SpA		6	433		16	14	
Vår Energi ASA		58	722	2.378	84	4.085	(597)
Altre ^(a)		127	76	9	167	338	
		706	3.004	8.301	417	8.869	(597)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				190			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		139	4	1	15		
Altre		8	10	11	7	15	
		147	14	202	22	15	
		853	3.018	8.503	439	8.884	(597)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		2	47		3	86	
Gruppo Enel		438	264		97	275	484
Gruppo Italgas		218	8		84		
Gruppo Snam		763	25		1.767	873	
Gruppo Terna		119	159		612	701	(18)
GSE - Gestore Servizi Energetici		207	225		7.786	4.039	3.437
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		3			179		
Altre		12	35		27	33	
		1.762	763		10.555	6.007	3.903
Altri soggetti correlati							
Groupement Sonatrach - Eni «GSE»		179	114		33	417	
Totale		2.794	3.897	8.503	11.028	15.347	3.306

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

88961/628

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 Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- il debito residuo per il pagamento del corrispettivo per la cessione dei crediti di Cardón IV;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas;
- la fornitura di servizi specialistici, l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO verso il gruppo Azule;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- l'acquisizione di servizi di trasporto verso il gruppo SeaCorridor;
- le garanzie rilasciate al Gruppo Vårgrønn a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- il credito nell'ambito della business combination realizzata nel corso dell'esercizio e l'acquisto di greggi e condensati dal gruppo Ithaca Energy Plc;
- l'acquisto di elastomeri da Lotte Versalis Elastomers Co Ltd;
- l'acquisto di condensati e la fornitura di servizi specialistici upstream verso la Mozambique Rovuma Venture SpA;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electricité du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream e di trasporto marittimo, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- 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:

- le attività volte a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza degli impianti verso il gruppo Ansaldo di Cassa Depositi e Prestiti;
- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione, trasporto e stoccaggio dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, comprensive delle agevolazioni tariffarie riconosciute alla clientela e rimborsate dai distributori, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e 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, gli 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 (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €26 milioni e debiti per contributi da versare per €2 milioni;
- costi per contributi versati al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni - FISDE per €5 milioni e debiti per contributi da versare per €1 milione;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €4 milioni e €2 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

88961/679

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2024			Proventi Finanziari e strumenti derivati	2024		Proventi (oneri) su partecipazioni
		Crediti	Debiti	Garanzie		Oneri Finanziari		
Joint venture e imprese collegate								
Coral FLNG SA		522			24			
Coral South FLNG DMCC				1.539		(1)		
Gruppo Saipem			222		1			
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.769	58		132	11		
Pengerang Biorefinery Sdn Bhd		60						
Altre		37	39	2	38	41		
		2.388	319	1.541	195	51		
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Altre		40	36		2	2		
		40	36		2	2		
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti			53					
Altre			7		1	4		(12)
			60		1	4		(12)
Altri soggetti correlati			4					
Totale		2.428	419	1.541	198	57		(12)

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023			2023		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate							
Coral FLNG SA		453			15		
Coral South FLNG DMCC				1.448			
Gruppo Saipem			56			8	
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.339	170		101		
Altre		49	13	1	39	14	1
		1.841	239	1.449	155	22	1
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Altre		7	38		1	1	
		7	38		1	1	
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti			56			2	
Gruppo Snam							443
Altre		14	2			3	1
		14	58			5	444
Totale		1.862	335	1.449	156	28	445



88961/630

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022			2022		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Plusvalenze da cessione
Joint venture e imprese collegate							
Coral FLNG SA		356				140	
Coral South FLNG DMCC				1.499	1	1	
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.187	57		48	5	
Gruppo Saipem			100		16	3	
Altre ^(a)		96	28	2	91	10	
		1.639	185	1.501	156	159	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Altre		8	31		5	4	
		8	31		5	4	
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel			176				
Gruppo Italgas							30
Altre		10	40		1	1	
		10	216		1	1	30
Totale		1.657	432	1.501	162	164	30

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

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

- 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;
- 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;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione;

- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- l'utilizzo della linea di credito concessa alla Pengerang Biorefinery Sdn Bhd per la costruzione della bioraffineria in Malesia.

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

- i debiti finanziari per la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti.

88961/631

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 patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2024			31.12.2023		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	8.183			10.193	3	0,03
Altre attività finanziarie correnti	1.085	48	4,42	896	19	2,12
Crediti commerciali e altri crediti	16.901	1.601	9,47	16.551	1.363	8,24
Altre attività correnti	3.662	54	1,47	5.637	32	0,57
Altre attività finanziarie non correnti	3.215	2.380	74,03	2.301	1.840	79,97
Altre attività non correnti	4.011	142	3,54	3.393	168	4,95
Passività finanziarie a breve termine	4.238	136	3,21	4.092	222	5,43
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.582	21	0,46	2.921	21	0,72
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.279	152	11,88	1.128	21	1,86
Debiti commerciali e altri debiti	22.092	4.017	18,18	20.654	4.245	20,55
Altre passività correnti	5.049	34	0,67	5.579	62	1,11
Passività finanziarie a lungo termine	21.570	79	0,37	21.716	65	0,30
Passività per beni in leasing a lungo termine	5.174	31	0,60	4.208	6	0,14
Altre passività non correnti	4.449	520	11,69	4.096	511	12,48

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

(€ milioni)	2024			2023			2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	88.797	2.997	3,38	93.717	4.322	4,61	132.512	10.872	8,20
Altri ricavi e proventi	2.417	279	11,54	1.099	156	14,19	1.175	156	13,28
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(71.114)	(17.404)	24,47	(73.836)	(15.885)	21,51	(102.529)	(15.327)	14,95
Riprese di valore (svoluzioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(168)	(2)	1,19	(249)	5	-	47	(2)	-
Costo lavoro	(3.262)	3	-	(2.126)	(8)	0,26	(3.015)	(18)	0,60
Altri proventi (oneri) operativi	(352)	201	-	478	17	3,56	(1.736)	3.306	-
Proventi finanziari	7.715	198	2,57	7.417	155	2,09	8.450	160	1,89
Oneri finanziari	(8.980)	(57)	0,63	(8.113)	(28)	0,35	(9.333)	(164)	1,76
Strumenti finanziari derivati	278			(61)	1	-	13	2	15,38
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	984	(12)	-	1.108	445	40,16	3.623	30	0,83

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

(€ milioni)	2024	2023	2022
Ricavi e proventi	3.276	4.478	11.028
Costi e oneri	(15.056)	(13.539)	(13.749)
Altri proventi (oneri) operativi	201	17	3.306
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(61)	1.916	(431)
Interessi	132	117	69
Flusso di cassa netto da attività operativa	(11.508)	(7.011)	223
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.347)	(2.349)	(1.596)
Disinvestimenti in partecipazioni		440	165
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(292)	504	1.480
Variazione crediti finanziari	(501)	(290)	(81)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.140)	(1.695)	(32)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(20)	(162)	(86)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(20)	(162)	(88)
Variazione disponibilità liquide e equivalenti	(3)	(7)	8
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(14.671)	(8.875)	111

88961/632

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

(€ milioni)	2024			2023			2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.092	(11.508)	—	15.119	(7.011)	—	17.460	223	1,28
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(9.817)	(3.140)	31,99	(9.365)	(1.695)	18,10	(7.018)	(32)	0,46
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.380)	(20)	0,37	(5.668)	(162)	2,86	(8.542)	(88)	1,03

37 Altre informazioni sulle partecipazioni²⁶

INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al gruppo Plenitude posseduto da Eni al 92,42% e al gruppo EniPower posseduto da Eni al 51%. La percentuale di possesso del non controlling interest corrisponde ai diritti di voto assembleare.

(€ milioni)	Gruppo Plenitude		Gruppo EniPower	
	2024	2023	2024	2023
Non controlling interest (%)	7,58	49,00	49,00	
Attività correnti	4.571	695	374	
Attività non correnti	11.185	934	868	
Passività correnti	4.626	709	389	
Passività non correnti	5.156	31	46	
Ricavi	10.179	962	1.251	
Utile netto dell'esercizio	803	167	169	
Totale utile complessivo dell'esercizio	821	167	169	
Flusso di cassa netto da attività operativa	916	178	198	
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.389)	(92)	(126)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(85)	(18)	(3)	
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(23)	(9)	(31)	
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	54	85	86	
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	5	41	36	

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2024 è di €2.863 milioni (€460 milioni al 31 dicembre 2023) e comprende l'obbligazione subordinata perpetua di Eni Marine Services SpA di €1.924 milioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 26 - Patrimonio netto - Interessenze di terzi.

(26) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2024 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2024" che costituisce parte integrante delle presenti note.

88961/633

MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2024 è stato ceduto il 7,58% del capitale della controllata Eni Plenitude SpA con un incasso di €588 milioni.

Nel 2023 è stata acquistata la totalità delle interessenze di terzi (29,48%) della società Evolvere SpA (ora Plenitude Energy Services SpA) per un corrispettivo di €60 milioni.

PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2024

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
2023 Sol IX Lic	Wilmington (USA)	USA	Plenitude	73,59	73,59
Azué Energy Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
E&E Algeria Touat BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Algeria	Exploration & Production	54,00	54,00
GreenIT SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Plenitude	51,00	51,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Saipem SpA	Milano (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	21,19	21,61
SesCorridor Srl	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Global Gas & LNG Portfolio	50,10	50,10
St. Bernard Renewables Lic	Wilmington (USA)	USA	Enlive	50,00	50,00
Vårgrønn AS	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	Plenitude	65,00	65,00
Joint operation					
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo Sopa	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining	50,00	50,00
Collegate					
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining	20,00	20,00
Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining	20,00	20,00
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00
Ithaca Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	37,17	37,17
QatarEnergy LNG NFE (S)	Doha (Qatar)	Qatar	Exploration & Production	25,00	25,00
Vår Energi ASA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	63,04	63,04

88961/634

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

(€ milioni)	Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	2024 E&E Algeria Touat BV	Saipem SpA	SeaCorridor Srl
Attività correnti	3.181	313	130	9.675	134
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	549	72	55	2.158	89
Attività non correnti	20.542	1.615	1.497	4.844	975
Totale attività	23.723	1.928	1.627	14.519	1.109
Passività correnti	3.505	99	54	8.564	126
- di cui passività finanziarie correnti	1.182			796	
Passività non correnti	9.796	217	376	3.431	15
- di cui passività finanziarie non correnti	3.297	215		2.220	1
Totale passività	13.301	316	430	11.995	141
Net equity	10.422	1.612	1.197	2.524	968
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	50,00	54,00	21,61	50,10
Valore di iscrizione della partecipazione	5.211	806	646	528	485
Ricavi e altri proventi	4.961	1.220	290	14.552	332
Costi operativi	(1.261)	(1.134)	(98)	(13.224)	(45)
Altri proventi (oneri) operativi		(93)		1	
Ammortamenti e svalutazioni	(1.479)	(72)	(105)	(723)	(44)
Risultato operativo	2.221	(79)	87	606	243
Proventi (oneri) finanziari	(474)	(11)		(85)	6
Proventi (oneri) su partecipazioni	208			(25)	29
Risultato ante imposte	1.955	(90)	87	496	278
Imposte sul reddito	(751)		(13)	(190)	(189)
Risultato netto	1.204	(90)	74	306	89
Altre componenti dell'utile complessivo	572	99	72	(124)	11
Totale utile (perdita) complessivo	1.776	9	146	182	100
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	602	(45)	40	75	45
Dividendi percepiti dalla joint venture	427				95

88961/635

(€ milioni)	2023			
	Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	Saipem SpA	SeaCorridor Srl
Attività correnti	3.554	317	8.104	165
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	546	65	2.136	104
Attività non correnti	19.976	1.594	4.737	964
Totale attività	23.530	1.911	12.841	1.129
Passività correnti	2.360	134	6.857	55
- di cui passività finanziarie correnti			97	
Passività non correnti	11.670	119	3.588	16
- di cui passività finanziarie non correnti	4.239	119	2.599	7
Totale passività	14.030	253	10.445	71
Net equity	9.500	1.658	2.396	1.058
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	50,00	31,20	50,10
Valore di iscrizione della partecipazione	4.750	829	722	530
Ricavi e altri proventi	5.125	591	11.898	456
Costi operativi	(814)	(598)	(10.967)	(42)
Altri proventi (oneri) operativi		(45)	(5)	
Ammortamenti e svalutazioni	(2.560)	(28)	(489)	(43)
Risultato operativo	1.751	(80)	437	371
Proventi (oneri) finanziari	(373)	(4)	(167)	(3)
Proventi (oneri) su partecipazioni	332		60	33
Risultato ante imposte	1.710	(84)	330	401
Imposte sul reddito	(404)		(145)	(303)
Risultato netto	1.306	(84)	185	98
Altre componenti dell'utile complessivo	(295)	(22)	59	(8)
Totale utile (perdita) complessivo	1.011	(106)	244	90
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	653	(42)	56	49
Dividendi percepiti dalla joint venture	829			95

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle joint venture rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2024				
	2023 Sol IX Llc	GreenIT SpA	Mozambique Rovuma Venture SpA	Cardón IV SA	Vårgrønn AS
Risultato netto	1	4	47	(18)	(57)
Altre componenti dell'utile complessivo	8	(2)	64	47	26
Totale utile (perdita) complessivo	9	2	111	29	(31)

(€ milioni)	2023		
	Mozambique Rovuma Venture SpA	Cardón IV SA	Vårgrønn AS
Risultato netto	131	(28)	(77)
Altre componenti dell'utile complessivo	(35)	(30)	(39)
Totale utile (perdita) complessivo	96	(58)	(116)

88961/636

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

(€ milioni)	2024			
	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc	QatarEnergy LNG NFE (5)
Attività correnti	6.719	1.249	946	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	47	268	170	
Attività non correnti	18.130	19.760	6.100	2.658
Totale attività	24.849	21.009	7.046	2.658
Passività correnti	3.835	1.724	1.320	60
- di cui passività finanziarie correnti		68	31	
Passività non correnti	9.640	19.285	3.775	67
- di cui passività finanziarie non correnti	6.543	5.795	994	
Totale passività	13.475	21.009	5.095	127
Net equity	11.374		1.951	2.531
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	63,04	37,17	25,00
Valore di iscrizione della partecipazione	2.275		725	633
Ricavi e altri proventi	12.879	6.884	703	
Costi operativi	(11.985)	(1.375)	(134)	(6)
Altri proventi (oneri) operativi	(386)			
Ammortamenti e svalutazioni	(338)	(1.884)	(367)	
Risultato operativo	170	3.625	202	(6)
Proventi (oneri) finanziari	(332)	(455)	(66)	1
Risultato ante imposte	(162)	3.170	136	(5)
Imposte sul reddito		(2.759)	(118)	1
Risultato netto	(162)	411	18	(4)
Altre componenti dell'utile complessivo	708	(125)	100	138
Totale utile (perdita) complessivo	546	286	118	134
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(32)	259	7	(1)
Dividendi percepiti dalla collegata	269	627	69	

88961 1637

(€ milioni)	2023		
	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	QatarEnergy LNG NFE (5)
Attività correnti	3.506	1.502	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	196	665	
Attività non correnti	17.036	15.784	1.884
Totale attività	20.542	17.286	1.884
Passività correnti	648	1.843	83
- di cui passività finanziarie correnti			
Passività non correnti	7.722	14.734	44
- di cui passività finanziarie non correnti	4.972	3.586	
Totale passività	8.370	16.577	127
Net equity	12.172	709	1.757
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	63,04	25,00
Valore di iscrizione della partecipazione	2.434	447	439
Ricavi e altri proventi	29.259	6.335	
Costi operativi	(26.459)	(1.242)	(18)
Altri proventi (oneri) operativi	(738)		
Ammortamenti e svalutazioni	(426)	(1.840)	
Risultato operativo	1.636	2.253	(18)
Proventi (oneri) finanziari	(154)	(148)	3
Risultato ante imposte	1.482	3.105	(15)
Imposte sul reddito		(2.541)	4
Risultato netto	1.482	564	(11)
Altre componenti dell'utile complessivo	(412)	(48)	(55)
Totale utile (perdita) complessivo	1.070	516	(66)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	296	356	(3)
Dividendi percepiti dalla collegata	277	640	

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle società collegate rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2024	
	ADNOC Global Trading Ltd	Coral FLNG SA
Risultato netto	563	(33)
Altre componenti dell'utile complessivo	48	57
Totale utile (perdita) complessivo	611	24

(€ milioni)	2023	
	ADNOC Global Trading Ltd	Coral FLNG SA
Risultato netto	602	(161)
Altre componenti dell'utile complessivo	(27)	(38)
Totale utile (perdita) complessivo	575	(199)

88961/638

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

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati²⁷. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore²⁸ di joint venture non incorporate²⁹, costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).

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, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (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 altre 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 cassa³⁰.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2024, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, 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:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (importi in euro)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.000.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.221.088
Eni Foundation	2.771.800
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Fondazione Banco dell'energia Ente Filantropico	437.050
WeWorld GVC ONLUS	350.000
Fondazione Terre des Hommes Italia ETS	270.000
Fondazione Dynamo Camp ETS	256.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	55.107
Associazione Pionieri e Veterani Eni	56.000
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	50.000
FONDAZIONE COTEC - Fondazione per l'innovazione tecnologica	50.000
Amici della Terra Italia ONLUS	50.000
Aspen Institute Italia	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
Italiadecide	35.000

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

(28) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.

(29) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

(30) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.



88961/639

Importo del vantaggio
economico corrisposto
(importi in euro)

Soggetto beneficiario

Alma Mater Studiorum	30.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	28.200
Voluntary Principles Association (VPA)	25.038
Casa Bethlem	25.000
Croce Rossa Italiana sezione di Macerata	25.000
Associazione Cilla Liguria ODV	21.000
Associazione Amici della Luiss Guido Carli	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Parrocchia San Giovanni Evangelista - Gela	14.786
Harvard University	11.221
Parks - Liberi e Uguali	10.000
CasAmica ODV	10.000
Fondazione Talento all'opera	10.000

39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2024, 2023 e 2022 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel 2024, 2023 e 2022 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

A gennaio Eni ha emesso due bond ibridi per l'ammontare nominale complessivo di €1,5 miliardi per riacquistare un analogo bond prossimo alla reset date il cui ammontare outstanding alla data di bilancio era €1,5 miliardi. In esecuzione dell'offerta di riacquisto del bond outstanding, circa l'83% dei titoli in circolazione sono stati ceduti a Eni per l'ammontare di €1,25 miliardi.

Il 6 marzo 2025, Eni e il fondo di private equity KKR hanno completato l'operazione di investimento da parte di KKR con l'acquisto di un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Eni, Enilive, con un incasso di circa €2,97 miliardi.

In precedenza, a febbraio 2025, Eni e il fondo avevano definito un'operazione speculare alla prima per un ulteriore investimento del 5% di KKR in Enilive. Al perfezionamento di questa seconda transazione, il fondo avrà una partecipazione del 30%.

Il 19 marzo 2025, Eni e Vitol hanno concordato i termini economici per il farm out a Vitol di un working interest del 25% pos-

seduto da Eni nel progetto operato Congo FLNG (al closing Eni manterrà un working interest del 40%) e di un working interest del 30% posseduto da Eni nel progetto operato Baleine nell'off-shore della Costa d'Avorio (al closing Eni manterrà un working interest del 47,25%) con un incasso previsto di 1,65 miliardi di dollari e data economica 1° gennaio 2024. Il closing delle due transazioni è soggetto alle normali approvazioni regolatorie e ad altre condizioni.

A fine marzo 2025, il Dipartimento di Stato Usa ha notificato a Eni che le autorizzazioni concesse in passato per il rimborso in natura attraverso carichi di greggio del gas equity prodotto e venduto in Venezuela all'ente di Stato PDVSA sono state revocate. Eni continua a mantenere in modo trasparente i contatti con le Autorità USA per identificare possibili soluzioni affinché le forniture di gas, non oggetto di sanzioni, possano essere remunerate da PDVSA.

88961/640

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 disposizioni 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	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub- Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	19.272	3.242	43.769	30.245	14.379	15.223	16.212	1.626	143.968
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	190	651	2.393		2.259	887	209	6.611
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	339	29	2.012	837	138	14	26	13	3.408
Immobilizzazioni in corso	756	249	2.554	2.583	1.202	2.232	388	149	10.113
Costi capitalizzati lordi	20.389	3.710	48.986	36.058	15.719	19.728	17.513	1.997	164.100
Fondi ammortamento e svalutazione	(16.541)	(2.969)	(36.505)	(24.075)	(5.441)	(12.698)	(14.273)	(1.108)	(113.610)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)}	3.848	741	12.481	11.983	10.278	7.030	3.240	889	50.490
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		12.751	645	10.137		295	2.150		25.978
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.178	149	88					1.415
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		86	9	82			9		186
Immobilizzazioni in corso		4.989	22	2.246		370	249		7.876
Costi capitalizzati lordi		19.004	825	12.553		665	2.408		35.455
Fondi ammortamento e svalutazione		(6.799)	(140)	(2.809)			(1.644)		(11.392)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		12.205	685	9.744		665	764		24.063

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €630 milioni per le società consolidate e per €996 milioni per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocation del fair value degli asset delle società acquisite dal gruppo Neptune Energy.

(c) Include l'allocation del fair value degli asset delle società acquisite dal gruppo Neptune Energy e della società Itasca Energy nel Regno Unito.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub- Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	19.073	6.802	40.429	30.058	13.360	13.048	19.106	1.608	143.484
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	325	651	2.280	7	1.480	859	197	5.821
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	310	27	1.868	1.102	128	12	24	12	3.483
Immobilizzazioni in corso	1.006	354	2.146	2.510	1.062	1.834	511	83	9.506
Costi capitalizzati lordi	20.411	7.508	45.094	35.950	14.557	16.374	20.500	1.900	162.294
Fondi ammortamento e svalutazione	(16.515)	(6.390)	(32.559)	(24.796)	(4.578)	(10.853)	(16.042)	(1.060)	(112.793)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)}	3.896	1.118	12.535	11.154	9.979	5.521	4.458	840	49.501
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		8.585	119	27.267		278	2.030		38.279
Attività relative a riserve probabili e possibili		835		69					904
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		50	8	257			7		322
Immobilizzazioni in corso		3.790	9	1.823		193	233		6.048
Costi capitalizzati lordi		13.260	136	29.416		471	2.270		45.553
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.364)	(73)	(20.707)			(1.480)		(26.624)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		8.896	63	8.709		471	790		18.929

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €709 milioni per le società consolidate e per €658 milioni per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocation del fair value degli asset delle società acquisite da Chevron in Indonesia e da BP in Algeria.

88961/691

Costi sostenuti

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Costi di ricerca	47	53	98	139	57	128	124	2	648
Costi di sviluppo ^(a)	445	340	1.168	3.250	252	1.012	760	101	7.328
Totale costi sostenuti società consolidate	492	393	1.266	3.389	309	1.140	884	103	7.976
Società in joint venture e collegate									
Costi di ricerca		231		90					321
Costi di sviluppo ^(a)		1.850	15	1.191		157	(6)		3.207
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2.081	15	1.281		157	(6)		3.528
2023									
Società consolidate									
Costi di ricerca	12	55	328	189	9	277	138	1	1.009
Costi di sviluppo ^(a)	798	249	1.633	2.662	296	921	937	151	7.647
Totale costi sostenuti società consolidate	810	304	1.961	2.851	305	1.198	1.075	152	8.656
Società in joint venture e collegate									
Costi di ricerca		92		46					138
Costi di sviluppo ^(a)		1.703	4	731		150	2		2.590
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.795	4	777		150	2		2.728
2022									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe	4		51				82		137
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2		111	11					124
Costi di ricerca	12	101	247	295	4	253	26	1	939
Costi di sviluppo ^(a)	216	(129)	1.138	1.458	277	835	1.292	117	5.204
Totale costi sostenuti società consolidate	234	(28)	1.547	1.764	281	1.088	1.400	118	6.404
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe						291			291
Costi di ricerca		73		13					86
Costi di sviluppo ^(a)		1.690	(8)	125		49	(9)		1.847
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.763	(8)	138		340	(9)		2.224

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €73 milioni nel 2024, costi per €773 milioni nel 2023 e decrementi per €307 milioni nel 2022.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €42 milioni nel 2024, costi per €163 milioni nel 2023 e decrementi per €111 milioni nel 2022.

88961/642

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 dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	1.256	524	1.590	1.984	1.747	3.171	1.364		11.636
- vendite a terzi		462	7.135	892	958	752	138	19	10.356
Totale ricavi	1.256	986	8.725	2.876	2.705	3.923	1.502	19	21.992
Costi di produzione	(350)	(328)	(971)	(617)	(280)	(392)	(403)	(25)	(3.366)
Costi di trasporto	(4)	(86)	(65)	(8)	(175)	(8)	(15)		(361)
Imposte sulla produzione	(139)	(1)	(299)	(276)		(339)	(73)		(1.127)
Costi di ricerca	(16)	(158)	(148)	(54)	(81)	(243)	(39)	(2)	(741)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(606)	(440)	(1.880)	(2.121)	(555)	(1.142)	(1.373)	(52)	(8.169)
Altri (oneri) proventi	(179)	(413)	(330)	(280)	(168)	(335)	(45)	(7)	(1.757)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(38)	(440)	5.032	(480)	1.446	1.464	(446)	(67)	6.471
Imposte sul risultato	73	134	(3.150)	(347)	(507)	(1.283)	39	23	(5.018)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	35	(306)	1.882	(627)	939	181	(407)	(44)	1.453
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate		3.330		1.149					4.479
- vendite a terzi		1.213	162	1.682			669		3.726
Totale ricavi		4.543	162	2.831			669		8.205
Costi di produzione		(711)	(33)	(621)			(23)		(1.388)
Costi di trasporto		(151)	(15)				(3)		(169)
Imposte sulla produzione			(2)	(42)			(148)		(192)
Costi di ricerca		(119)		(7)					(126)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.150)	(62)	(864)			(66)		(2.142)
Altri (oneri) proventi		37	(26)	(127)		(1)	(333)		(450)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		2.449	24	1.170		(1)	96		3.738
Imposte sul risultato		(1.839)	(2)	(456)			(42)		(2.339)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		610	22	714		(1)	54		1.399

(a) Include svalutazioni nette per €2.203 milioni.

88961 / 663

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	1.475	862	1.477	1.745	1.845	2.970	1.661	1	12.036
- vendite a terzi		18	7.936	903	897	532	135	51	10.472
Totale ricavi	1.475	880	9.413	2.648	2.742	3.502	1.796	52	22.508
Costi di produzione	(348)	(202)	(952)	(656)	(267)	(304)	(469)	(25)	(3.223)
Costi di trasporto	(3)	(43)	(68)	(10)	(178)	(6)	(19)		(327)
Imposte sulla produzione	(152)		(300)	(294)		(326)	(73)		(1.145)
Costi di ricerca	(12)	(14)	(245)	(121)	(2)	(140)	(152)	(1)	(687)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(886)	(166)	(1.979)	(716)	(601)	(1.093)	(1.531)	(95)	(7.067)
Altri (oneri) proventi	(347)	(117)	(360)	(128)	(148)	(263)	(108)	(7)	(1.478)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(273)	338	5.509	723	1.546	1.370	(556)	(76)	8.581
Imposte sul risultato	169	(292)	(3.368)	(391)	(503)	(1.150)	369	19	(5.147)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(104)	46	2.141	332	1.043	220	(187)	(57)	3.434
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate		2.911		958					3.869
- vendite a terzi		1.063	10	1.905			604		3.582
Totale ricavi		3.974	10	2.863			604		7.451
Costi di produzione		(562)	(6)	(535)			(20)		(1.123)
Costi di trasporto		(102)	(1)	(26)			(3)		(132)
Imposte sulla produzione			(2)	(54)			(126)		(182)
Costi di ricerca		(50)		(37)					(87)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.116)	(5)	(1.314)		(1)	(68)		(2.504)
Altri (oneri) proventi		(78)	(1)	24		(4)	(372)		(431)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		2.066	(5)	921		(5)	15		2.992
Imposte sul risultato		(1.614)	6	(273)		1	(56)		(1.936)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		452	1	648		(4)	(41)		1.056

(a) Include svalutazioni nette per €1.036 milioni.



88961/644

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	1.952	1.854	2.095	4.434	1.602	2.982	1.683	3	16.605
- vendite a terzi	329	23	8.843	1.216	1.001	837	307	72	12.628
Totale ricavi	2.281	1.877	10.938	5.650	2.603	3.819	1.990	75	29.233
Costi di produzione	(387)	(189)	(970)	(871)	(241)	(326)	(410)	(21)	(3.415)
Costi di trasporto	(3)	(42)	(55)	(29)	(147)	(3)	(16)		(295)
Imposte sulla produzione	(286)		(330)	(478)		(421)	(63)		(1.578)
Costi di ricerca	(11)	(25)	(268)	(150)	(6)	(123)	(21)	(1)	(605)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(449)	(158)	(1.995)	(1.488)	(434)	(727)	(707)	(90)	(6.048)
Altri (oneri) proventi	(1.987)	(98)	1.577	(196)	(127)	(292)	2	(4)	(1.125)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(842)	1.365	8.897	2.438	1.648	1.927	775	(41)	16.167
Imposte sul risultato	337	(665)	(3.932)	(979)	(524)	(1.457)	(41)	47	(7.214)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(505)	700	4.965	1.459	1.124	470	734	6	8.953
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate		2.937		572					3.509
- vendite a terzi		3.039	14	1.327			533		4.913
Totale ricavi		5.976	14	1.899			533		8.422
Costi di produzione		(567)	(6)	(244)			(24)		(841)
Costi di trasporto		(131)	(1)	(9)					(141)
Imposte sulla produzione			(2)	(15)			(123)		(140)
Costi di ricerca		(44)		(7)			(13)		(64)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.121)	(6)	(628)			(1)	(63)	(1.819)
Altri (oneri) proventi		(64)		(271)			1	(234)	(568)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		4.049	(1)	725			(13)	89	4.849
Imposte sul risultato		(3.076)	3	(21)			(105)		(3.199)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		973	2	704			(13)	(16)	1.650

(a) Include svalutazioni nette per €179 milioni.

88961/645

Riserve certe 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 2024 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 81 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

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

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione⁽³¹⁾ 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 indipendenti⁽³²⁾. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e da loro 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 misurazioni effettuate sui pozzi, le

misure delle coordinate delle traiettorie dei pozzi, l'analisi delle proprietà PVT (pressione, volume e temperatura) dei fluidi di giacimento, mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione.

I volumi e i valori monetari delle riserve di alcune società in joint venture e collegate sono certificati per conto delle stesse da società di ingegneri petroliferi indipendenti con modalità analoghe e forniti ad Eni⁽³³⁾.

Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2024 hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2024 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 40% delle riserve Eni al 31 dicembre 2024⁽³⁴⁾.

Nel triennio 2022-2024 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolute in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 57%, 55% e il 54% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2024, 2023 e 2022. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti sia per il 2024 che per gli anni 2023 e 2022.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2024, 2023 e 2022; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 67.395 milioni di metri cubi nel 2024 (66.192 milioni e 67.554 milioni rispettivamente nel 2023 e 2022); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG partecipata dalla JV Azule costituita al 50% con bp.

(31) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott e Sproule.

(32) Il report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2024".

(33) Nel 2024 Azule Energy e Vår Energi.

(34) Nel 2024 sono inclusi i volumi di Azule Energy, Vår Energi per i quali Eni ha richiesto una Third Party Letter.



88961/646

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche 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.

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024 ammontano a 2.787 milioni di boe, di cui 1.192 milioni di boe di liquidi e 1.595 milioni di boe di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.

Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per

1.633 milioni di boe (di cui 775 milioni di boe di liquidi e 858 milioni di boe di gas naturale).

L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023	2.419
Promozioni	(128)
Nuove scoperte ed estensioni	367
Revisioni di precedenti stime	107
Miglioramenti da recupero assistito	0
Portfolio	22
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024	2.787

Nel 2024 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 368 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono diminuite di 29 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 397 milioni di boe).

Le principali variazioni sono riferite a:

- progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-128 milioni di boe) legata principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi a: Baleine in Costa d'Avorio, Azule Energy in Angola, Karachaganak in Kazakhstan e Cassiopea in Italia;
- nuove scoperte ed estensioni pari a 367 milioni di boe, di cui 51 milioni di boe di liquidi e 316 milioni di boe di gas, sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North (329 milioni di boe), sulla base della decisione finale d'investimento di Eni, dello stato di avanzamento e dell'impegno da parte della joint venture che opera il progetto, nonché della ragionevole aspettativa che le restanti approvazioni formali da parte delle autorità del governo del Mozambico saranno ottenute a breve. Lo sviluppo del progetto Coral North è

- regolato secondo i termini e le condizioni del PSC dell'Area 4 assegnato alla joint venture nel 2006. Inoltre, le nuove scoperte ed estensioni fanno riferimento anche alla decisione finale d'investimento e all'ottenimento di tutte le autorizzazioni per i progetti di Bonga North in Nigeria (23 milioni di boe) e Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (15 milioni di boe);
- revisioni di precedenti stime (107 milioni di boe), principalmente nei liquidi. Le revisioni positive sono principalmente riferite all'avanzamento dell'attività di sviluppo negli Emirati Arabi Uniti (155 milioni di boe) principalmente nei campi di Hail & Ghasha e negli Stati Uniti (18 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione in Vår Energi (-58 milioni di boe) e in Libia (-29 milioni di boe);
- operazioni di portfolio (+22 milioni di boe), dall'effetto dell'acquisizione della società Neptune che ha portato nuovi asset in Norvegia, Indonesia e Regno Unito e dalla business combination con Ithaca Energy (cessione asset UK ad Ithaca Energy ed acquisizione quota del 37,17% su tutti gli asset in Ithaca Energy) e dalla cessione degli asset in Alaska, Nigeria e Congo.



88961/647

Riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2023	211	27	523	334	637	485	213		2.430
di cui: sviluppate	136	24	326	225	576	240	163		1.690
non sviluppate	75	3	197	109	61	245	50		740
Acquisizioni		8							8
Revisioni di precedenti stime	12			22	(6)	105	52		185
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				15		22			37
Produzione	(10)	(6)	(65)	(32)	(40)	(34)	(21)		(208)
Cessioni		(29)		(71)			(118)		(218)
Riserve al 31 dicembre 2024	213		458	268	591	578	127		2.235
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2023		326	6	207		110	26		675
di cui: sviluppate		167	6	107			26		306
non sviluppate		159		100		110			369
Acquisizioni		90	1	2					93
Revisioni di precedenti stime		21	2	35					58
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				14					14
Produzione		(44)	(1)	(32)			(3)		(80)
Cessioni		(2)							(2)
Riserve al 31 dicembre 2024		391	8	228		110	23		758
Riserve al 31 dicembre 2024	213	391	466	494	591	688	150		2.993
Sviluppate	129	207	299	290	539	233	104		1.801
consolidate	129		291	187	539	233	81		1.460
joint venture e collegate		207	8	103			23		341
Non sviluppate	84	184	167	204	52	455	46		1.192
consolidate	84		167	81	52	345	46		775
joint venture e collegate		184		123		110			417

88961/668

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	531	367	644	433	234	1	2.434
di cui: sviluppate	139	32	336	212	585	231	171	1	1.707
non sviluppate	49	4	195	155	59	202	63		727
Acquisizioni			4						4
Revisioni di precedenti stime	34	(2)	58	(2)	35	35	3	(1)	160
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte						50			50
Produzione	(11)	(7)	(70)	(31)	(42)	(31)	(24)		(216)
Cessioni						(2)			(2)
Riserve al 31 dicembre 2023	211	27	523	334	637	485	213		2.430
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8	235		100	27		720
di cui: sviluppate		173	8	135			27		343
non sviluppate		177		100		100			377
Acquisizioni				2					2
Revisioni di precedenti stime		9	(1)	2		10			20
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione		(32)	(1)	(32)			(1)		(66)
Cessioni		(1)							(1)
Riserve al 31 dicembre 2023		326	6	207		110	26		675
Riserve al 31 dicembre 2023	211	353	529	541	637	595	239		3.105
Sviluppate	136	191	332	332	576	240	189		1.996
consolidate	136	24	326	225	576	240	163		1.690
joint venture e collegate		167	6	107			26		306
Non sviluppate	75	162	197	209	61	355	50		1.109
consolidate	75	3	197	109	61	245	50		740
joint venture e collegate		159		100		110			369



88961/649

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	603	589	710	476	237	1	2.847
di cui: sviluppate	146	34	389	435	641	262	164	1	2.072
non sviluppate	51		214	154	69	214	73		775
Acquisizioni	1		17				2		20
Revisioni di precedenti stime	3	6	(24)	(62)	(34)	(15)	13		(113)
Miglioramenti di recupero assistito			2				4		6
Estensioni e nuove scoperte		3	6	61					70
Produzione	(13)	(7)	(73)	(51)	(32)	(28)	(22)		(226)
Cessioni				(170)					(170)
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	531	367	644	433	234	1	2.434
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9	21			6		414
di cui: sviluppate		175	9	9			6		199
non sviluppate		203		12					215
Acquisizioni				132		100			232
Revisioni di precedenti stime		38		37			22		97
Miglioramenti di recupero assistito				4					4
Estensioni e nuove scoperte		4		54					58
Produzione		(33)	(1)	(13)			(1)		(48)
Cessioni		(37)							(37)
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8	235		100	27		720
Riserve al 31 dicembre 2022	188	386	539	602	644	533	261	1	3.154
Sviluppate	139	205	344	347	585	231	198	1	2.050
consolidate	139	32	336	212	585	231	171	1	1.707
joint venture e collegate		173	8	135			27		343
Non sviluppate	49	181	195	255	59	302	63		1.104
consolidate	49	4	195	155	59	202	63		727
joint venture e collegate		177		100		100			377

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2022 al 2024 sono discusse di seguito.



88961/650

Società consolidate

ACQUISIZIONI

Nel 2022 sono state effettuate operazioni per 20 milioni di barili, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

Nel 2023 è stata rilevata l'acquisizione di alcuni asset da bp in Algeria per 4 milioni di barili.

Nel 2024 sono stati acquisiti 8 milioni di barili per l'acquisizione della società Neptune.

REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono pari a -113 milioni di barili. Le principali revisioni positive riguardano gli Emirati Arabi Uniti (+23 milioni di barili) in particolare sul campo di Umm Shaif (19 milioni di barili), gli Stati Uniti (+16 milioni di barili) principalmente sui campi di Triton e Allegheny e la Libia (15 milioni di barili) su Wafa e la Struttura E. Le principali variazioni negative si registrano in Nigeria (-70 milioni di barili), in Iraq (-39 milioni di barili) e in Kazakhstan (-34 milioni di barili) per effetto prezzo ed in Algeria (-23 milioni di barili).

Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono pari a +160 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: in Libia (+53 milioni di barili) in particolare in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Kazakhstan (+35 milioni di barili) nei campi di Kashagan e Karachaganak principalmente per effetto prezzo; in Italia (+34 milioni di barili) principalmente in Val d'Agri e Gela; in Iraq (+24 milioni di barili) sul campo di Zubair per effetto prezzo. Le principali variazioni negative sono: Nigeria (-8 milioni di barili) principalmente sui campi NAOC; negli Stati Uniti d'America (-10 milioni di barili) soprattutto nei campi Triton, Oooguruk e Allegheny. Nel 2024 le revisioni di precedenti stime sono pari a +185 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: negli Emirati Arabi Uniti (+110 milioni di barili) principalmente nei campi Ghasha, Lower Zakum e Hail grazie ai dati disponibili dai nuovi pozzi; in Algeria (+30 milioni di barili) principalmente nei campi del Berkine North per migliori performance. Le principali revisioni negative sono in Egitto (-31 milioni di barili) concentrate soprattutto nei campi di

Belayim e Meleha e recepiscono l'andamento delle performance dei campi.

MIGLIORAMENTI DA RECUPERO ASSISTITO

Nel 2022 si registrano 6 milioni di barili dovuti a miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo Mizton in Messico e BRW in Algeria.

Nel 2023 non sono stati registrati incrementi dovuti a miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2024 si registra 1 milione di barili legato a miglioramenti da recupero assistito sul campo St. Malo negli Stati Uniti d'America.

ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2022 si totalizzano 70 milioni di barili di nuove scoperte ed estensioni dovute principalmente alla decisione finale d'investimento del progetto Baleine in Costa d'Avorio per 59 milioni di barili, sul progetto NAHE in Algeria e Talbot nel Regno Unito.

Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 50 milioni di barili, localizzate principalmente negli Emirati Arabi Uniti a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha.

Nel 2024 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 37 milioni di barili, principalmente per la decisione finale d'investimento nei progetti Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (22 milioni di barili) e Bonga North in Nigeria (15 milioni di barili).

CESSIONI

Nel 2022 si registrano 170 milioni di barili di cessioni in relazione al conferimento degli asset Eni in Angola alla JV Azule costituita al 50% con bp, nonché alla cessione dell'OML 11 in Nigeria.

Nel 2023 la cessione di 2 milioni di barili riguarda principalmente la riduzione della quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.

Nel 2024 si registrano 218 milioni di barili di cessioni. Di questi, 71 sono legati alla cessione degli asset NAOC in Nigeria, 118 alla vendita degli asset in Alaska, e i restanti sono relativi alla cessione di alcuni campi minori in Congo e ai risultati della business combination con Ithaca Energy.



88961/651

Società in joint venture e collegate

ACQUISIZIONI

Nel 2022 le acquisizioni ammontano a 232 milioni di barili dovute all'acquisizione di una quota del 50% nella JV Azule in Angola costituita al 50% con BP, (132 milioni di barili) ed all'ingresso di Eni nel progetto NFE in Qatar (100 milioni di barili).

Nel 2023 sono stati rilevati 2 milioni di barili per l'acquisizione di una quota nel Blocco 3/05a da parte della JV Azule.

Nel 2024 le acquisizioni ammontano a 93 milioni di barili e sono dovute principalmente alla business combination con Ithaca Energy ed all'acquisizione della società Neptune da parte di Vår Energi.

REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

Nel 2022 le revisioni sono state positive per 97 milioni di barili, localizzate principalmente in Angola con riferimento alla JV Azule (+38 milioni di barili), Vår Energi in Norvegia (+37 milioni di barili) e in Venezuela (+21 milioni di barili).

Nel 2023 le revisioni positive di +20 milioni di barili sono dovute principalmente al Qatar (+10 milioni di barili) sul campo NFE, a Vår Energi in Norvegia (+9 milioni di barili).

Nel 2024 le revisioni sono state positive per 58 milioni di barili, e riguardano principalmente Azule Energy e Vår Energi.

ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte di 58 milioni di barili sono riferite ad Azule in Angola e Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.

Nel 2024 le estensioni e nuove scoperte di 14 milioni di barili sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North.

CESSIONI

Nel 2022 le cessioni di 37 milioni di barili si riferiscono all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 sono state rilevate cessioni per -1 milioni di barili con riferimento al campo Brage in Vår Energi in Norvegia.

Nel 2024 le cessioni di 2 milioni di barili riguardano asset di Vår Energi.

88964/652

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	4.907	168.060	70.208	43.766	36.919	3.703	5.420	357.293
di cui: sviluppate	18.504	4.725	90.076	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
non sviluppate	5.806	182	77.984	31.967		16.383	703	3.768	136.793
Acquisizioni		5.227	252			6.399			11.878
Revisioni di precedenti stime	867	50	4.859	5.503	993	7.578	648	73	20.571
Miglioramenti di recupero assistito							4		4
Estensioni e nuove scoperte				52		61			113
Produzione ^(a)	(2.031)	(2.006)	(22.043)	(4.650)	(2.592)	(6.098)	(505)	(146)	(40.071)
Cessioni		(6.646)		(16.430)			(1.193)		(24.269)
Riserve al 31 dicembre 2024	23.146	1.532	151.128	54.683	42.167	44.859	2.657	5.347	325.519
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2023		14.621	380	42.490		39.792	35.700		132.983
di cui: sviluppate		10.182	380	29.304			35.700		75.566
non sviluppate		4.439		13.186		39.792			57.417
Acquisizioni		15.396	4.934						20.330
Revisioni di precedenti stime		786	1.626	1.063		134	87		3.696
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				46.745					46.745
Produzione ^(b)		(3.948)	(636)	(2.456)			(2.957)		(9.997)
Cessioni		(239)		(10)					(249)
Riserve al 31 dicembre 2024		26.616	6.304	87.832		39.926	32.830		193.508
Riserve al 31 dicembre 2024	23.146	28.148	157.432	142.515	42.167	84.785	35.487	5.347	519.027
Sviluppate	19.633	16.885	82.505	63.990	42.091	22.636	34.408	662	282.810
consolidate	19.633	1.453	76.201	34.159	42.091	22.636	1.578	662	198.413
joint venture e collegate		15.432	6.304	29.831			32.830		84.397
Non sviluppate	3.513	11.263	74.927	78.525	76	62.149	1.079	4.685	236.217
consolidate	3.513	79	74.927	20.524	76	22.223	1.079	4.685	127.106
joint venture e collegate		11.184		58.001		39.926			109.111

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6,329 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 925 Mscm.



88961/653

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	175.696	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
di cui: sviluppate	19.681	6.047	96.321	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
non sviluppate	4.924	282	79.375	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
Acquisizioni			6.071						6.071
Revisioni di precedenti stime	1.888	(297)	9.226	8.331	2.219	3.147	168	(5.720)	18.962
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			103	128		7.814			8.045
Produzione ^(a)	(2.183)	(1.125)	(23.025)	(4.545)	(2.633)	(5.289)	(714)	(390)	(39.904)
Cessioni			(11)			(5.021)	(3.208)		(8.240)
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	4.907	168.060	70.208	43.766	36.919	3.703	5.420	357.293
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246	44.203		42.179	38.395		143.337
di cui: sviluppate		12.557	246	30.298			38.395		81.496
non sviluppate		5.757		13.905		42.179			61.841
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(900)	163	632		(2.387)	197		(2.295)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione ^(a)		(2.740)	(29)	(2.345)			(2.892)		(8.006)
Cessioni		(53)							(53)
Riserve al 31 dicembre 2023		14.621	380	42.490		39.792	35.700		132.983
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	19.528	168.440	112.698	43.766	76.711	39.403	5.420	490.276
Sviluppate	18.504	14.907	90.456	67.543	43.766	20.536	38.700	1.652	296.046
consolidate	18.504	4.725	90.076	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
joint venture e collegate		10.182	380	29.304			35.700		75.566
Non sviluppate	5.806	4.621	77.984	45.153		56.175	703	3.768	194.210
consolidate	5.806	182	77.984	31.967		16.383	703	3.768	136.793
joint venture e collegate		4.439		13.186		39.792			57.417

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.847 Mscm.
 (b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 926 Mscm.



88961/654

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	181.904	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
di cui: sviluppate	20.635	6.849	125.638	49.801	48.267	27.501	5.936	7.525	292.172
non sviluppate	5.359	156	56.266	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
Acquisizioni	2		175				63		240
Revisioni di precedenti stime	1.110	412	13.390	(8.081)	(2.064)	(1.512)	476	(32)	3.699
Miglioramenti di recupero assistito			40						40
Estensioni e nuove scoperte		203	2.530	4.346					7.079
Produzione ^(a)	(2.501)	(1.291)	(22.343)	(4.971)	(2.052)	(5.242)	(835)	(541)	(39.776)
Cessioni				(8.628)		(79)			(8.707)
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	175.696	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271	36.374			41.348		96.526
di cui: sviluppate		12.959	271	4.678			41.348		59.256
non sviluppate		5.574		31.696					37.270
Acquisizioni				5.480		42.179			47.659
Revisioni di precedenti stime		4.087	5	3.595			(274)		7.413
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		545							545
Produzione ^(a)		(3.053)	(30)	(1.246)			(2.679)		(7.008)
Cessioni		(1.798)							(1.798)
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246	44.203		42.179	38.395		143.337
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	24.643	175.942	110.497	44.180	78.447	45.852	11.530	515.696
Sviluppate	19.681	18.604	96.567	67.290	44.180	22.550	43.897	6.321	319.090
consolidate	19.681	6.047	96.321	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
joint venture e collegate		12.557	246	30.298			38.395		81.496
Non sviluppate	4.924	6.039	79.375	43.207		55.897	1.955	5.209	196.606
consolidate	4.924	282	79.375	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
joint venture e collegate		5.757		13.905		42.179			61.841

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.904 Mcsm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 761 Mcsm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2022 al 2024 sono discusse di seguito.

88961/655

Società consolidate

ACQUISIZIONI

Nel 2022 sono state effettuate acquisizioni per 240 milioni di metri cubi, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria (176 milioni di metri cubi) e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

Nel 2023 si registrano 6.071 milioni di metri cubi dovute all'acquisizione di alcuni asset bp in Algeria.

Nel 2024 si registrano 11.878 milioni di metri cubi per all'acquisizione della società Neptune in Indonesia, Olanda e Regno Unito.

REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

Nel 2022 le revisioni totali sono pari a 3.699 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in Congo (13.270 milioni di metri cubi) principalmente sul campo di Nené, in Libia (10.120 milioni di metri cubi) ed Egitto (5.470 milioni di metri cubi). Le principali revisioni negative sono state rilevate in Nigeria (-21.641 milioni di metri cubi), Algeria (-2.100 milioni di metri cubi) e Kazakhstan (-2.064 milioni di metri cubi).

Nel 2023 le revisioni totali sono pari a +18.962 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in: Libia (+18.448 milioni di metri cubi) in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Congo (+6.705 milioni di metri cubi) principalmente in Mboun-di Gas e Nené; in Algeria (5.043 milioni di metri cubi) principalmente nel Blocco 208-404. Le principali revisioni negative sono state rilevate in Australia (-5.720 milioni di metri cubi) nel campo di Blacktip e in Egitto (-14.331 milioni di metri cubi) principalmente per la riconfigurazione del progetto fase 2 di Zohr che ha portato ad una revisione del progetto di compressione e riduzione delle riserve associate.

Nel 2024 le revisioni totale sono pari a +20.571 milioni di metri cubi. Le principali revisioni si sono registrate negli Emirati Arabi Uniti (+7.243 milioni di metri cubi) principalmente nei campi di Hail e Ghasha grazie ai dati disponibili dai nuovi pozzi; in Algeria (+2.860 milioni di metri cubi) principalmente nei campi di In Amenas, In Salah, HBNS e Bm Silurian per migliori performance; in Costa d'Avorio (2.469 milioni di metri cubi) nel campo di Baleine per migliori performance; in Ghana (2.161 milioni di metri cubi) nel campo di Sankofa come risultato dell'implementazione della compressione.

MIGLIORAMENTI DA RECUPERO ASSISTITO

Nel 2022 sono state rilevati 40 milioni di metri cubi di miglioramenti da recupero assistito in Algeria sui campi BRW e BKNE Alpha.

Nel 2023 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2024 si registrano 4 milioni di metri cubi dovuti a miglioramenti da recupero assistito sul campo St. Malo negli Stati Uniti d'America.

ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2022 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 7.079 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente alla decisione finale d'investimento in Baleine in Costa d'Avorio e in Bashrush in Egitto.

Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 8.045 milioni di metri cubi in Emirati Arabi Uniti (6.131 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha e Indonesia (1.683 milioni di metri cubi) per la decisione finale di investimento in Merakes East.

Nel 2024 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 113 milioni di metri cubi, a seguito della decisione finale di investimento nei progetti di Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (61 milioni di metri cubi) e di Bonga North in Nigeria (52 milioni di metri cubi).

CESSIONI

Nel 2022 le cessioni sono 8.707 milioni di metri cubi principalmente dovute alla riclassificazione delle riserve tra società consolidata a società in joint venture e collegata; la cessione degli asset in Pakistan ammonta a 79 milioni di metri cubi.

Nel 2023 le cessioni di -8.240 milioni di metri cubi si sono registrate principalmente negli Stati Uniti d'America (-3.208 milioni di metri cubi) per la cessione degli asset Alliance e negli Emirati Arabi Uniti (-5.021 milioni di metri cubi) per la riduzione della quota nella concessione Ghasha.

Nel 2024 le cessioni di 24.269 milioni di metri cubi sono legate alla cessione degli asset NAOC in Nigeria, alla vendita degli asset in Alaska e di alcuni campi minori in Congo, nonché ai risultati della business combination con Ithaca Energy.



88961/656

Società in joint venture e collegate

ACQUISIZIONI

Nel 2022 si registrano acquisizioni per 47.659 milioni di metri cubi dovute all'entrata di Eni nel progetto NFE in Qatar e all'acquisizione in Angola di una quota del 50% nella JV Azule costituita pariteticamente con BP.

Nel 2023 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2024 le acquisizioni ammontano a 20,330 milioni di metri cubi dovuti all'acquisizione della società Neptune da parte di Vår Energi e alla business combination con Ithaca Energy.

REVISIONI DI PRECEDENTI STIME

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono 7.413 milioni di metri cubi, principalmente dovute ad Azule in Angola, Vår Energi in Norvegia e Coral in Mozambico.

Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono -2.295 milioni di metri cubi dovute principalmente ad una revisione positiva in Mozambico (+2.185 milioni di metri cubi) in Coral South, in Azule in Angola (-1.554 milioni di metri cubi) e in Qatar (-2.387 milioni di metri cubi) sul campo NFE.

Nel 2024 le revisioni di precedenti stime sono +3.696 milioni di me-

tri cubi, localizzate principalmente all'Algeria (+1.622 milioni di metri cubi) nel campo di Touat, in Mozambico (1.297 milioni di metri cubi) nel campo Coral South ed in Vår Energi.

ESTENSIONI E NUOVE SCOPERTE

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte sono 545 milioni di metri cubi in Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.

Nel 2024 le estensioni e nuove scoperte di 46.745 milioni di metri cubi sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North.

CESSIONI

Nel 2022 le cessioni di 1.798 milioni di metri cubi sono dovute all'I-PO di Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 sono state rilevate cessioni di -53 milioni di metri cubi nel campo Brage in Vår Energi in Norvegia.

Nel 2024 le cessioni di 249 milioni di metri cubi sono principalmente legate ad attività di portfolio di Vår Energi ed Azule Energy.

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 2024, 2023 e 2022. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate 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 te-

nere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono 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 o 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.

88961/657

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2024									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	20.844	570	66.540	30.478	40.322	49.205	9.164	742	217.865
Costi futuri di produzione	(8.273)	(297)	(14.034)	(10.912)	(6.786)	(13.462)	(3.994)	(132)	(57.890)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.318)	(417)	(9.317)	(4.942)	(1.658)	(7.547)	(2.104)	(280)	(29.583)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	9.253	(144)	43.189	14.624	31.878	28.196	3.066	330	130.392
Imposte sul reddito future	(2.088)	(49)	(21.879)	(3.541)	(8.505)	(18.186)	(387)	(6)	(54.641)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	7.165	(193)	21.310	11.083	23.373	10.010	2.679	324	75.751
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.995)	60	(10.150)	(4.102)	(11.301)	(5.826)	(656)	(96)	(35.066)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.170	(133)	11.160	6.981	12.072	4.184	2.023	228	40.685
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		39.301	1.846	31.708		18.602	7.397		98.854
Costi futuri di produzione		(10.169)	(612)	(7.702)		(5.969)	(1.882)		(26.334)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(7.279)	(111)	(4.289)		(278)	(191)		(12.148)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		21.853	1.123	19.717		12.355	5.324		60.372
Imposte sul reddito future		(16.126)	(205)	(5.549)		(9.018)	(2.231)		(33.129)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		5.727	918	14.168		3.337	3.093		27.243
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.077)	(285)	(7.742)		(2.119)	(1.128)		(12.351)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		4.650	633	6.426		1.218	1.965		14.892
Totale	4.170	4.517	11.793	13.407	12.072	5.402	3.988	228	55.577

88961/658

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2023									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	22.724	3.926	72.835	35.147	40.081	40.622	14.951	707	230.993
Costi futuri di produzione	(8.848)	(1.227)	(15.439)	(13.512)	(6.475)	(11.042)	(5.852)	(164)	(62.559)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.270)	(824)	(9.383)	(7.757)	(1.814)	(7.437)	(1.954)	(355)	(33.794)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	9.606	1.875	48.013	13.878	31.792	22.143	7.145	188	134.640
Imposte sul reddito future	(2.233)	(1.274)	(24.069)	(4.729)	(8.186)	(16.348)	(3.161)	(8)	(60.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	7.373	601	23.944	9.149	23.606	5.795	3.984	180	74.632
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(3.325)	(39)	(10.467)	(4.223)	(11.668)	(3.081)	(1.462)	(58)	(34.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.048	562	13.477	4.926	11.938	2.714	2.522	122	40.309
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		29.387	168	22.954		19.108	7.519		79.136
Costi futuri di produzione		(7.128)	(122)	(6.202)		(5.880)	(1.925)		(21.257)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(5.221)	(54)	(2.972)		(410)	(179)		(8.836)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		17.038	(8)	13.780		12.818	5.415		49.043
Imposte sul reddito future		(12.548)	(1)	(3.254)		(9.702)	(2.263)		(27.768)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.490	(9)	10.526		3.116	3.152		21.275
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.114)	27	(4.508)		(2.158)	(1.237)		(8.990)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.376	18	6.018		958	1.915		12.285
Totale	4.048	3.938	13.495	10.944	11.938	3.672	4.437	122	52.594

88961/659

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2022									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	38.968	7.609	85.036	48.292	53.529	45.179	21.233	1.525	301.371
Costi futuri di produzione	(10.267)	(1.752)	(17.846)	(15.823)	(7.844)	(12.181)	(5.950)	(230)	(71.893)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.484)	(1.296)	(7.835)	(10.057)	(1.873)	(4.562)	(3.063)	(377)	(33.547)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	24.217	4.561	59.355	22.412	43.812	28.436	12.220	918	195.931
Imposte sul reddito future	(6.388)	(3.087)	(30.885)	(7.990)	(11.568)	(21.227)	(4.903)	(81)	(86.129)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	17.829	1.474	28.470	14.422	32.244	7.209	7.317	837	109.802
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.141)	(344)	(11.738)	(6.456)	(16.087)	(2.980)	(3.443)	(357)	(48.546)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	10.688	1.130	16.732	7.966	16.157	4.229	3.874	480	61.256
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		50.468	265	42.450		33.075	8.133		134.391
Costi futuri di produzione		(7.628)	(123)	(10.579)		(9.749)	(2.083)		(30.162)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.458)	(57)	(3.508)		(560)	(178)		(10.761)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		36.382	85	28.363		22.766	5.872		93.468
Imposte sul reddito future		(27.333)	(3)	(8.117)		(19.393)	(2.469)		(57.315)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		9.049	82	20.246		3.373	3.403		36.183
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(2.501)	(15)	(9.058)		(2.462)	(1.416)		(15.452)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		6.548	67	11.188		911	1.987		20.701
Totale	10.688	7.678	16.799	19.154	16.157	5.140	5.861	480	81.957

Variazioni del 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 2024, 2023 e 2022:

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2024			
Valore al 31 dicembre 2023	40.309	12.283	52.594
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.581)	(6.150)	(23.731)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(5.380)	89	(5.291)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	401	1.851	2.252
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.959)	(3.860)	(6.819)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.649	4.824	11.473
- revisioni delle quantità stimate	4.564	(2.467)	2.197
- effetto dell'attualizzazione	7.405	1.984	9.389
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.578	(1.654)	4.924
- acquisizioni di riserve	1.085	5.167	6.252
- cessioni di riserve	(2.947)	(1)	(2.948)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.461	2.824	5.285
Saldo aumenti (diminuzioni)	376	2.607	2.983
Valore al 31 dicembre 2024	40.685	14.892	55.577

88961/660

RELAZIONE
SULL'GESTIONEBILANCIO
CONSOLIDATOBILANCIO
D'ESERCIZIO

ALLEGATO

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2022			
Valore al 31 dicembre 2022	61.256	20.701	81.957
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.397)	(5.426)	(24.823)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(33.769)	(19.785)	(53.554)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.659		1.659
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.684)	(1.353)	(6.037)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.691	2.517	9.208
- revisioni delle quantità stimate	6.531	155	6.686
- effetto dell'attualizzazione	10.627	3.033	13.660
- variazione netta delle imposte sul reddito	12.675	14.753	27.428
- acquisizioni di riserve	977	44	1.021
- cessioni di riserve	(845)	(60)	(905)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(1.412)	(2.294)	(3.706)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(20.947)	(8.416)	(29.363)
Valore al 31 dicembre 2023	40.309	12.285	52.594

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2022			
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(25.987)	(4.912)	(30.899)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	56.002	24.343	80.345
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.519	2.139	3.658
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(7.046)	(3.169)	(10.215)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.821	2.000	5.821
- revisioni delle quantità stimate	(1.295)	7.134	5.839
- effetto dell'attualizzazione	7.226	1.510	8.736
- variazione netta delle imposte sul reddito	(18.393)	(21.676)	(40.069)
- acquisizioni di riserve	765	10.200	10.965
- cessioni di riserve	(6.436)		(6.436)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	6.465	(4.149)	2.316
Saldo aumenti (diminuzioni)	15.641	13.420	30.061
Valore al 31 dicembre 2022	61.256	20.701	81.957

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

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 Francesco Esposito 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 2024.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2024 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 2024:
 - 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, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

18 marzo 2025

Firmato digitalmente da: Claudio Descalzi
Organizzazione: ENI S.P.A./00484960588
Data: 18/03/2025 13:39:35

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

Firmato digitalmente da: Francesco Esposito
Organizzazione: ENI S.P.A./00484960588
Data: 18/03/2025 09:24:32

Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio