



Bilancio Consolidato

Schemi di bilancio	268
Note al bilancio consolidato	276
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	379
Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998	398



STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)	Note	31 dicembre 2025		31 dicembre 2024	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	8.100		8.183	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7)	6.991		6.797	
Altre attività finanziarie	(17)	3.710	2.357	1.085	48
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	12.436	1.375	16.901	1.601
Rimanenze	(9)	5.143		6.259	
Attività per imposte sul reddito	(10)	539		695	
Altre attività	(11) (24)	3.943	76	3.662	54
		40.862		43.582	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	50.536		59.864	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	5.184		5.822	
Attività immateriali	(14)	6.022		6.434	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.187		1.595	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	13.155		14.150	
Altre partecipazioni	(16)	1.329		1.395	
Altre attività finanziarie	(17)	1.109	612	3.215	2.380
Attività per imposte anticipate	(23)	6.716		6.322	
Attività per imposte sul reddito	(10)	125		129	
Altre attività	(11) (24)	2.839	207	4.011	142
		88.202		102.937	
Attività destinate alla vendita	(25)	8.005		420	
TOTALE ATTIVITÀ		137.069		146.939	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.929	265	4.238	136
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	3.434	128	4.582	21
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	1.263	108	1.279	152
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	20.261	4.283	22.092	4.017
Passività per imposte sul reddito	(10)	343		587	
Altre passività	(11) (24)	4.039	86	5.049	34
		34.269		37.827	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.139	52	21.570	79
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	4.437	40	5.174	31
Fondi per rischi e oneri	(21)	14.580		15.774	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	596		681	
Passività per imposte differite	(23)	4.805		5.581	
Passività per imposte sul reddito	(10)	40		40	
Altre passività	(11) (24)	3.390	462	4.449	520
		47.987		53.269	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	2.026		195	
TOTALE PASSIVITÀ		84.282		91.291	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		33.209		32.552	
Riserve per differenze cambio da conversione		1.936		8.081	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		8.964		8.406	
Azioni proprie		(2.782)		(2.883)	
Utile dell'esercizio		2.608		2.624	
Totale patrimonio netto di Eni		47.940		52.785	
Interessenze di terzi		4.847		2.863	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(26)	52.787		55.648	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		137.069		146.939	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2024 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.



CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2025		2024		2023	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		82.151	2.973	88.797	2.997	93.717	4.322
Altri ricavi e proventi		1.478	285	2.417	279	1.099	156
TOTALE RICAVI	(29)	83.629		91.214		94.816	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(67.056)	(17.769)	(71.114)	(17.404)	(73.836)	(15.885)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	(11)	(1)	(168)	(2)	(249)	5
Costo lavoro	(30)	(3.229)	17	(3.262)	3	(3.136)	(8)
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	641	(264)	(352)	201	478	17
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.349)		(7.600)		(7.479)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(1.582)		(2.900)		(1.802)	
Radiazioni	(12) (13) (14)	(33)		(580)		(535)	
UTILE OPERATIVO		5.010		5.238		8.257	
Proventi finanziari	(31)	7.196	215	7.715	198	7.417	155
Oneri finanziari	(31)	(8.170)	(77)	(8.980)	(57)	(8.113)	(28)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(31)	235		388		284	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	(80)		278		(61)	1
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(819)		(599)		(473)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.161		866		1.336	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		426	(18)	984	(12)	1.108	445
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	1.587		1.850		2.444	
UTILE ANTE IMPOSTE		5.778		6.489		10.228	
Imposte sul reddito	(33)	(3.020)		(3.725)		(5.368)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		2.758		2.764		4.860	
Utile dell'esercizio di competenza Eni		2.608		2.624		4.771	
Interessenze di terzi	(26)	150		140		89	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		0,78		0,79		1,41	
- diluito		0,78		0,78		1,40	



PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2025	2024	2023
Utile dell'esercizio		2.758	2.764	4.860
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(9)	8	(31)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)		1	(2)
Variatione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	(30)	62	45
Effetto fiscale	(26)	2	(4)	10
		(37)	67	22
Componenti riclassificabili a conto economico				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	(6.410)	3.066	(2.010)
Variatione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	865	(912)	541
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	65	(69)	54
Effetto fiscale	(26)	(258)	263	(158)
		(5.738)	2.348	(1.573)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(5.775)	2.415	(1.551)
Totale utile complessivo dell'esercizio		(3.017)	5.179	3.309
Totale utile complessivo dell'esercizio di competenza Eni		(2.874)	4.962	3.220
Interessenze di terzi		(143)	217	89



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 2024	(26)	4.005	32.552	8.081	8.406	(2.883)	2.624	52.785	2.863	55.648
Utile dell'esercizio							2.608	2.608	150	2.758
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				(9)			(9)	2	(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				(32)			(32)	2	(30)
Componenti non riclassificabili a conto economico					(41)			(41)	4	(37)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			(6.144)				(6.144)	(266)	(6.410)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				630			630	(23)	607
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				73			73	(8)	65
Componenti riclassificabili a conto economico				(6.144)	703			(5.441)	(297)	(5.738)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(6.144)	662			2.608	(2.874)	(143)
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		(3.081)					(3.081)		(3.081)
Attribuzione del dividendo di altre società									(275)	(275)
Destinazione utile residuo 2024			2.624				(2.624)			
Versamenti da azionisti terzi									709	709
Acquisto azioni proprie	(26)		(1.881)		1.881	(1.881)		(1.881)		(1.881)
Annullamento azioni proprie	(26)				(1.908)	1.908				
Piano Incentivazione a lungo termine e Piano azionariato diffuso	(26) (30)		35		(74)	74		35		35
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				1.500			1.500		1.500
Riacquisto di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				(1.500)			(1.500)		(1.500)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(310)					(310)		(310)
Variazione interessenze di terzi	(26)		3.417	(35)	(5)			3.377	1.695	5.072
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			804	(35)	(106)	101	(2.624)	(1.860)	2.129	269
Altre variazioni			(147)	34	2			(111)	(2)	(113)
Altri movimenti di patrimonio netto			(147)	34	2			(111)	(2)	(113)
Saldi al 31 dicembre 2025	(26)	4.005	33.209	1.936	8.964	(2.782)	2.608	47.940	4.847	52.787

(segue) **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 differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio			
Saldi al 31 dicembre 2023		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) **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 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				(21)			(21)		(21)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(2)			(2)		(2)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				45			45		45
Componenti non riclassificabili a conto economico				22			22		22
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(2.001)	(9)			(2.010)		(2.010)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				383			383		383
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				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		(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		(1.837)		1.837	(1.837)		(1.837)		(1.837)
Annullamento azioni proprie				(2.400)	2.400				
Piano Incentivazione a lungo termine		20		(41)	41		20		20
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(138)					(138)		(138)
Variazione interessenze di terzi		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				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	4.005	32.988	5.238	8.515	(2.333)	4.771	53.184	460	53.644



RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2025	2024	2023
Utile dell'esercizio		2.758	2.764	4.860
Rettifiche per ricondurre l'utile dell'esercizio al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.349	7.600	7.479
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	1.582	2.900	1.802
Radiazioni	(12) (13) (14)	33	580	535
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	(1.161)	(866)	(1.336)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(99)	(601)	(441)
Dividendi	(32)	(242)	(227)	(255)
Interessi attivi		(444)	(497)	(517)
Interessi passivi		1.256	1.245	1.000
Imposte sul reddito	(33)	3.020	3.725	5.368
Altre variazioni		(515)	(158)	(700)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		2.735	1.286	1.811
- rimanenze		916	68	1.792
- crediti commerciali		3.214	1.145	3.322
- debiti commerciali		(835)	110	(4.823)
- fondi per rischi e oneri		(554)	(87)	97
- altre attività e passività		(6)	50	1.423
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(79)	(105)	1
Dividendi incassati		1.785	1.946	2.255
Interessi incassati		358	456	459
Interessi pagati		(1.269)	(1.130)	(919)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.737)	(5.826)	(6.283)
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.330	13.092	15.119
- di cui verso parti correlate	(36)	(11.375)	(11.508)	(7.011)
Flusso di cassa degli investimenti		(9.999)	(11.782)	(12.404)
- attività materiali	(12)	(8.702)	(7.999)	(8.739)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)		(5)	
- attività immateriali	(14)	(527)	(486)	(476)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(5) (27)	(196)	(1.795)	(1.277)
- partecipazioni	(16)	(682)	(798)	(1.315)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(89)	(185)	(388)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		197	(514)	(209)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.040	2.496	845
- attività materiali		1.414	1.354	122
- attività immateriali		4	21	32
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(5) (27)	118	887	395
- partecipazioni		135	526	47
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		98	69	32
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		271	(361)	217
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(1.339)	(531)	2.194
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(9.298)	(9.817)	(9.365)
- di cui verso parti correlate	(36)	(3.181)	(3.140)	(1.695)

**(segue) RENDICONTO FINANZIARIO**

(€ milioni)	Note	2025	2024	2023
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	(19)	1.884	3.516	4.971
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(19)	(4.163)	(4.748)	(3.161)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(1.250)	(1.205)	(963)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(19)	(276)	(61)	(1.495)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.080)	(3.068)	(3.046)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(277)	(45)	(36)
Apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi		709	589	(16)
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		5.072		(60)
Altri apporti		9	14	
Acquisto di azioni proprie	(26)	(1.896)	(2.012)	(1.803)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)			79
Emissioni (rimborsi) netti di obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(18)	1.778	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(310)	(138)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(3.596)	(5.380)	(5.668)
- di cui verso parti correlate	(36)	(407)	(20)	(162)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(198)	83	(62)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		238	(2.022)	24
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	8.183	10.205	10.181
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio^(a)	(6)	8.421	8.183	10.205

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2025 comprendono €321 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" (€12 milioni al 31 dicembre 2023).



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")¹ emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione europea². 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. 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 2025, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2026, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA.

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 2025. 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.

Il piano di decarbonizzazione definito da Eni 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 ai prodotti energetici.

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 esposizioni 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).

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 2025.



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 rilevanti³ sulla rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴, 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 derivanti 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 economico⁵.

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 2025".

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.



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 2025", in cui è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO⁶

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando 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; eventuali eccedenze sono rilevate a conto economico. 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 coprirne 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 tenendo conto del 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 per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri.

⁶ 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 netto. Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, tali partecipazioni 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.



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 gli 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).

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

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 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".



Le differenze di cambio che hanno origine da rapporti di credito/debito infragruppo, il cui rimborso o pagamento non è né pianificato né probabile in un prevedibile futuro, sono rilevate nel prospetto dell'utile (perdita) complessivo.

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 2025	Cambi al 31 dicembre 2025	Cambi medi dell'esercizio 2024	Cambi al 31 dicembre 2024	Cambi medi dell'esercizio 2023	Cambi al 31 dicembre 2023
Dollaro USA	1,13	1,18	1,08	1,04	1,08	1,11
Sterlina inglese	0,86	0,87	0,85	0,83	0,87	0,87
Dollaro australiano	1,75	1,76	1,64	1,68	1,63	1,63

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 E DI TITOLI MINERARI

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.

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 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. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" e i costi delle riserve certe sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (c.d. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

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 giustificarne 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 solo se e fintantoché: (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. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica



di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO E PRODUZIONE

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". Tali costi 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.

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

AMMORTAMENTO UOP¹²

L'ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP¹³ determinato sulla base delle differenti tipologie di riserve di idrocarburi al fine di assicurare l'adeguata rappresentazione delle modalità di ottenimento dei benefici economici connessi all'utilizzo degli asset oggetto di ammortamento. In particolare i) i diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti afferenti riserve "proved" sono ammortizzati considerando le riserve certe totali; ii) i costi di esplorazione, appraisal e di sviluppo capitalizzati afferenti a impianti produttivi sono ammortizzati considerando le riserve certe sviluppate; iii) le facility, in funzione del loro dimensionamento, sono ammortizzate considerando le riserve certe totali e anche le riserve probabili sviluppate che risultano ragionevolmente recuperabili dagli impianti produttivi e diritti minerari esistenti; iv) per impianti galleggianti di proprietà (FLNG, FPSO) l'ammortamento è operato secondo il metodo UOP o straight-line-method considerando la durata delle concessioni e il recupero delle riserve certe e probabili. In presenza di significative variazioni dei prezzi di riferimento che determinano stime delle riserve e correlate aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento 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.

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.

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

¹² In relazione al consolidamento del modello di investimento delle attività upstream basato sull'esplorazione e sviluppo di prossimità e lo sviluppo per fasi che determinano una estensione della vita utile delle facility nonché in relazione al crescente utilizzo di unità navali aventi vite economiche correlate allo sfruttamento anche delle riserve probabili, a partire dal secondo semestre 2025 sono state aggiornate le modalità di determinazione delle aliquote di ammortamento UOP delle facilities upstream per considerare, ove appropriato, anche le riserve probabili il cui recupero non necessita di significativi investimenti aggiuntivi. L'aggiornamento, in quanto modifica di stima, determina solo effetti prospettici.

¹³ 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.



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, durante tale periodo, 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.

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 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.

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.



LEASING¹⁴

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 data in cui il bene è reso disponibile per l'uso (cd. commencement date), il locatario rileva un'attività per il diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "right-of-use asset"), e una passività per l'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata contrattuale (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")¹⁵. 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 pagamenti¹⁶, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi, al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi¹⁷; (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. Tale valore attuale è calcolato adottando il tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, 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 right-of-use asset correlato, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti prevalentemente a: (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 delle aspettative sull'esercizio delle opzioni contrattualmente previste.

Il right-of-use asset è inizialmente rilevato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario; (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, tra l'altro, per tener conto delle quote di ammortamento cumulate¹⁸ e delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie").

Nel caso in cui gli ammortamenti del right-of-use asset e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset.

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.

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.

¹⁴ 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 servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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).

¹⁷ 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.

¹⁸ L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino al termine della vita utile del right-of-use asset. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset al locatario al termine del leasing, o se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare un'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.



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 dei 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 iscrizione 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. 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 non 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. 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.

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 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 forestry 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'allocazione, 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 ai settori e ai business diversi da E&P e REVT (Refining EVolution and Transformation), la relativa rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili; per il settore E&P e il business REVT, 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 valore.

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 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.



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 e 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. Il giudizio della Direzione Aziendale è richiesto anche nella definizione delle CGU e individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, dei corporate asset e delle common facility nel settore E&P. 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 dismettere 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; tale scenario 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 delinearci, 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 (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

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 model¹⁹.

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 quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti.

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". Nella 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 partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico.

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.

¹⁹ 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.



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 similari) 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 al costo ammortizzato e/o attività non finanziarie, sono incorporati 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 scorporre 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 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 E PASSIVITÀ 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.

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 formalmente 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. 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; o (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.

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 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 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. 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.

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.

Inoltre, 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. Con riferimento al trattamento delle acque di falda, il 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. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Peraltro, 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; pertanto, il relativo costo è rilevato a conto economico nel periodo di competenza.

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 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 value delle azioni alla data di assegnazione, è ripartito lungo il periodo temporale (triennio) previsto affinché il dipendente possa acquisire la piena titolarità 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 la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole²⁰. 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 o come interessenza di terzi quando tali strumenti sono emessi da società controllate (v. punto "Imprese controllate"); 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.

²⁰ 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.



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 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 permutate 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 conguagliati, 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 DI EMISSIONE CO₂

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, spot o forward, 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.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione



iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne 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 contabili delle attività e delle passività 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 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

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.



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. 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.

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 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:

- a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività;
- b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente o indirettamente;
- c) 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 2025, non hanno prodotto effetti significativi.

4 Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2025/1047 emesso dalla Commissione Europea in data 27 maggio 2025, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Modifiche alla classificazione e alla valutazione degli strumenti finanziari" 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 classificazione 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.

Con il Regolamento n. 2025/1266 emesso dalla Commissione Europea in data 30 giugno 2025, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contratti collegati all'energia elettrica dipendente dalla natura" 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.

Con il Regolamento n. 2025/1331 emesso dalla Commissione Europea in data 9 luglio 2025, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti ai Principi contabili IFRS – Volume 11" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.



Con il Regolamento n. 2026/338 emesso dalla Commissione Europea in data 13 febbraio 2026, è stato omologato l'IFRS 18 "Presentazione e informativa di bilancio", che sostituisce lo IAS 1. Al fine di aumentare la comparabilità e la trasparenza delle informazioni, l'IFRS 18:

- a) richiede la suddivisione del conto economico in 5 sezioni (operativa, di investimento, di finanziamento, imposte sul reddito e discontinued operation) e la presentazione obbligatoria del risultato operativo e del risultato ante gestione finanziaria e imposte sul reddito;
- b) con riferimento al rendiconto finanziario: (a) richiede generalmente la presentazione dei dividendi e interessi pagati nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento; (b) prevede la rappresentazione, in linea generale, dei dividendi e interessi incassati nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento; (c) identifica il "risultato operativo" quale punto di partenza per l'applicazione del metodo indiretto ai fini della presentazione del flusso di cassa da attività operativa;
- c) integra le disclosure della nota integrativa prevedendo la rappresentazione di misure di performance gestionali economiche (cd management performance measure) corredate di apposite disclosure e riconciliazioni con i risultati parziali del conto economico;
- d) rafforza la guidance in merito all'aggregazione e disaggregazione delle informazioni presentate negli schemi e nelle note illustrative.

Le disposizioni dell'IFRS 18 saranno in vigore a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027 con necessità di riesposizione dei valori degli esercizi posti a confronto.

Nel corso dell'esercizio 2025, sono state avviate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni e dei relativi impatti.

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

In data 13 novembre 2025, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 21 "Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency" volte a chiarire le modalità con le quali tradurre i bilanci da una valuta non iperinflazionata ad una iperinflazionata. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

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.



5 Business combination e altre transazioni significative

ACQUISIZIONI

Plenitude

Il 22 dicembre 2025 Plenitude ha finalizzato l'acquisizione di Neoen, di un portafoglio di 52 impianti di generazione rinnovabile in esercizio e di un accumulo statico per un totale di circa 760 MW di capacità installata dislocati su tutto il territorio francese per il corrispettivo di €234 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti e non correnti per €1.040 milioni; (ii) indebitamento finanziario netto per €724 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €38 milioni; (iii) passività correnti e non correnti per €82 milioni. In caso di controllate acquisite esclusivamente con la finalità di vendita/conferimento, il Gruppo, in applicazione del cd. short cut method, non effettua un consolidamento integrale delle singole attività e passività, ma evidenzia, nello stato patrimoniale, in maniera distinta, le attività e passività oggetto di futura cessione/conferimento. Le informazioni relative all'allocazione definitiva del prezzo di acquisto delle business combination effettuate nel 2024 sono fornite nella nota 27 - Altre informazioni.

DISINVESTIMENTI

Corporate e altre attività

Il 18 dicembre 2025 Eni ha finalizzato la cessione del 49,99% del capitale sociale di Eni CCUS Holding Ltd al fondo di private equity Global Infrastructure Partners (GIP). Eni CCUS Holding Ltd svolge il ruolo di holding delle partecipazioni nelle società operative del business CCUS controllando al 100% Liverpool Bay CCS Ltd, Eni Netherlands CCUS BV, Bacton CCS Ltd e Eni Tellus CCS Ltd. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette di €222 milioni, di cui altre attività finanziarie correnti di €45 milioni e disponibilità liquide ed equivalenti di €40 milioni, il realizzo di una plusvalenza di €46 milioni e la rivalutazione al fair value della quota mantenuta di €27 milioni. In base agli accordi tra i soci è stato costituito il controllo congiunto dell'entità post cessione.

I valori patrimoniali relativi alle cessioni effettuate nel 2025 sono riportati nella seguente tabella.

(€ milioni)	Cessione Eni CCUS Holding Ltd	Altre cessioni	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	40		40
Altre attività finanziarie correnti	45		45
Altre attività	84	1	85
Totale attività correnti	169	1	170
Immobili, impianti e macchinari	222	2	224
Attività per imposte anticipate	5		5
Altre attività	428		428
Totale attività non correnti	655	2	657
TOTALE ATTIVITÀ	824	3	827
Passività finanziarie			
Altre passività	190	1	191
Totale passività correnti	190	1	191
Passività finanziarie	407		407
Altre passività	5		5
Totale passività non correnti	412		412
TOTALE PASSIVITÀ	602	1	603
Totale patrimonio netto di Eni	222	2	224
TOTALE PATRIMONIO NETTO	222	2	224
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	824	3	827



6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €8.100 milioni (€8.183 milioni al 31 dicembre 2024) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €5.304 milioni (€4.816 milioni al 31 dicembre 2024) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore, valutati al costo ammortizzato e con expected credit loss non significativa.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in dollari USA per €4.713 milioni e in euro per €2.607 milioni (rispettivamente, €5.269 milioni e €2.402 milioni al 31 dicembre 2024) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di €1 milione (€54 milioni al 31 dicembre 2024) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 10 giorni con un tasso di interesse effettivo del 3,92% per i depositi in dollari USA (€2.934 milioni) e di 7 giorni con un tasso di interesse effettivo del 2,21% per i depositi in euro (€1.923 milioni).

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

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	734	965
Altri titoli	6.168	5.474
	6.902	6.439
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	89	358
	89	358
	6.991	6.797

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

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €579 milioni (€738 milioni al 31 dicembre 2024).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	4.458	4.230
Dollaro USA	2.444	2.209
	6.902	6.439
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro		162
Dollaro USA	89	196
	89	358
	6.991	6.797



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	56	57	Baa2	BBB+
Stati Uniti d'America	483	481	Aa1	AA+
Francia	65	65	Aa3	A+
Altri ^(a)	125	124	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB-
	729	727		
Tasso variabile				
Italia	7	7	Baa2	BBB+
	7	7		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	736	734		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.909	2.940	da Aaa a Ba2	da AAA a BB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.086	1.098	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	355	363	da Aaa a Ba1	da AAA a BB+
	4.350	4.401		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	608	612	da Aa2 a Ba1	da AA a BB+
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	867	873	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB
Altri titoli	280	282	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	1.755	1.767		
Totale Altri titoli	6.105	6.168		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.841	6.902		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	85	89	da Aaa a Baa1	da AAA a BBB+
	6.926	6.991		

(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 €6.297 milioni e di livello 2 per €605 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 2025 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.



8 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Crediti commerciali	8.986	12.562
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.238	1.754
Crediti per attività di disinvestimento	209	527
Crediti verso altri	2.003	2.058
Totale al netto del fondo svalutazione	12.436	16.901

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

Il decremento dei crediti commerciali di €3.576 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power per €1.621 milioni, al settore Exploration & Production per €903 milioni e alla linea di business Plenitude per €821 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; il decremento del settore Exploration & Production è dovuto all'attività di trading di greggi, parte del reporting segment, per effetto prezzo e per le azioni di ottimizzazione del circolante.

Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazioni di cessione pro-soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza 2026. L'ammontare delle operazioni poste in essere nel 2025 è aumentato di €420 milioni rispetto al 31 dicembre 2024.

I crediti commerciali includono €498 milioni relativi alle forniture di idrocarburi da produzioni equity verso società petrolifere di Stato dell'Egitto (€1.256 milioni al 31 dicembre 2024). Nel corso dell'esercizio è stato registrato un significativo ridimensionamento dello scaduto grazie al completamento del piano di regolarizzazione concordato con le Autorità del Paese nel 2024 sul saldo outstanding a quella data. Il fondo svalutazione corrispondente all'ammontare recuperato tramite il piano di recupero è stato interamente riversato a conto economico.

Il decremento dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione di €516 milioni riguarda i crediti per chiamate fondi ai partner di Eni nei progetti operati.

I crediti verso altre controparti sono relativi: (i) per €881 milioni (€690 milioni al 31 dicembre 2024) 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. Il valore recuperabile (valore nominale di \$2.300 milioni pari a €1.956 milioni, esclusi gli interessi maturati) è stimato attualizzando il flusso atteso di rimborsi, scontato al costo del capitale del settore E&P, rettificato del fattore di rischio paese specifico del Venezuela (WACC adjusted). L'incremento comprende l'aggiornamento della stima di recuperabilità dei crediti e riflette un contesto di sostanziale cessazione dei rimborsi in-kind nel corso del 2025 per effetto della revoca delle autorizzazioni da parte delle Autorità USA. La valutazione del bilancio 2025 ha tenuto conto dei recenti sviluppi nel Paese agli inizi 2026 e delle iniziative intraprese dagli USA con emissione di nuove «general licences». Tali sviluppi migliorano le prospettive di recupero dei crediti rispetto alla situazione antecedente di sostanziale embargo USA nei confronti del greggio e dei prodotti venezuelani; (ii) per €404 milioni (€362 milioni al 31 dicembre 2024) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) i crediti in essere al 31 dicembre 2024 di €243 milioni relativi agli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale sono stati compensati con il debito per la relativa fornitura.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro per €6.880 milioni e in dollari USA per €5.178 milioni (rispettivamente €9.173 milioni e €7.270 milioni al 31 dicembre 2024).



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 dicembre 2025						
Clienti business	1.846	4.240	250	942		7.278
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	226	589	258	2.655		3.728
Altre controparti	1.471	246	12	349	1.978	4.056
Valore lordo	3.543	5.075	520	3.946	1.978	15.062
Fondo svalutazione	(8)	(18)	(12)	(2.034)	(554)	(2.626)
Valore netto	3.535	5.057	508	1.912	1.424	12.436
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,2	0,4	2,3	51,5	28,0	17,4
31 dicembre 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

I crediti in default relativi alla National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni comprendono i crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV SA esposti al valore recuperabile.

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.

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 dicembre 2025						
Clienti Plenitude:						
- Retail	812	91	51	127	281	1.362
- Middle	385	15	2	8	105	515
- Altri	96	3	1	1		101
Valore lordo	1.293	109	54	136	386	1.978
Fondo svalutazione	(46)	(25)	(40)	(95)	(348)	(554)
Valore netto	1.247	84	14	41	38	1.424
Expected loss (%)	3,6	22,9	74,1	69,9	90,2	28,0
31 dicembre 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



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

(€ milioni)	2025	2024
Fondo svalutazione iniziale	2.785	2.338
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	150	136
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	117	243
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(21)	(85)
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in default	(416)	(324)
Altre variazioni	11	477
Fondo svalutazione finale	2.626	2.785

Il fondo svalutazione è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €2.775 milioni (€3.292 milioni al 31 dicembre 2024), 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 €112 milioni (€92 milioni nel 2024) 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 €75 milioni (€150 milioni nel 2024) 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 Refining per €17 milioni; (iii) alla linea di business Plenitude per €9 milioni (€64 milioni nel 2024).

I rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €437 milioni sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €265 milioni; (ii) alla linea di business Plenitude per €138 milioni; (iii) alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €8 milioni sostanzialmente a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le migliorate condizioni di mercato.

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

(€ milioni)	2025	2024	2023
Accantonamenti al fondo svalutazione	(267)	(379)	(502)
Perdite nette su crediti	(117)	(57)	(98)
Rilasci per esubero	373	268	351
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(11)	(168)	(249)

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 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.001	1.436
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.288	1.721
Prodotti semilavorati, finiti e merci	2.816	3.092
Altre	38	10
Totale rimanenze correnti	5.143	6.259

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 €1.257 milioni (€1.685 milioni al 31 dicembre 2024).

I prodotti semilavorati, finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.141 milioni (€2.164 milioni al 31 dicembre 2024) e prodotti chimici per €617 milioni (€742 milioni al 31 dicembre 2024).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €656 milioni (€567 milioni al 31 dicembre 2024).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.187 milioni (€1.595 milioni al 31 dicembre 2024), sono possedute da società italiane per €1.165 milioni (€1.575 milioni al 31 dicembre 2024) 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 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	539	125	343	40	695	129	587	40

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

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 €28 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2024).

11 Altre attività e passività

(€ milioni)	31 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	791	81	827	146	874	88	1.921	153
Passività da contratti con la clientela			788	520			552	655
Attività e passività relative ad altre imposte	919	24	1.589	47	850	147	1.749	48
Altre	2.233	2.734	835	2.677	1.938	3.776	827	3.593
	3.943	2.839	4.039	3.390	3.662	4.011	5.049	4.449

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 €763 milioni, di cui €746 milioni correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€847 milioni al 31 dicembre 2024, di cui €711 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €1.412 milioni correnti (€1.210 milioni al 31 dicembre 2024) e €1.570 milioni non correnti (€2.298 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) attività verso un operatore italiano per €550 milioni (€732 milioni al 31 dicembre 2024) 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) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €199 milioni (€318 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) crediti non correnti per attività di disinvestimento di €169 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2024); (v) 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 €2 milioni e oltre i 12 mesi per €85 milioni (rispettivamente €3 milioni e €295 milioni al 31 dicembre 2024).

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 €496 milioni (€486 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €346 milioni (€331 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) acconti e anticipi



ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €227 milioni (€65 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €44 milioni (€218 milioni al 31 dicembre 2024), di cui correnti per €12 milioni (€55 milioni al 31 dicembre 2024).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2025 sono indicati alla nota n. 29 – Ricavi. Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €811 milioni (€895 milioni al 31 dicembre 2024) e passività per Iva per €384 milioni (€405 milioni al 31 dicembre 2024).

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 €1.422 milioni (€2.104 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) passività correnti per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €267 milioni (€396 milioni al 31 dicembre 2024); (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 e nel marzo 2025 di un aumento di capitale riservato di €209 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 €541 milioni (€392 milioni al 31 dicembre 2024). La scadenza è nel 2027; (iv) 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 €57 milioni (€303 milioni al 31 dicembre 2024); (v) passività per attività d'investimento per €49 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2024).

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

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	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e accounti	Totale
2025							
Valore iniziale netto	1.142	38.229	4.491	1.742	11.296	2.964	59.864
Investimenti	24	70	532	384	6.080	1.612	8.702
Capitalizzazione ammortamenti				8	259		267
Ammortamenti ^(a)	(60)	(5.295)	(614)				(5.969)
Svalutazioni	(10)	(822)	(225)		(307)	(374)	(1.738)
Riprese di valore		30	109		24	42	205
Radiazioni			(1)	(13)		(2)	(16)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(4.092)	(132)	(178)	(1.065)	(24)	(5.493)
Rilevazione iniziale e variazione stima	(2)	75	11	(8)	174	29	279
Variazione dell'area di consolidamento	10		5			(224)	(209)
Trasferimenti	40	7.382	815	(128)	(7.254)	(855)	
Altre variazioni	(5)	(2.023)	(317)	(258)	(3.261)	508	(5.356)
Valore finale netto	1.137	33.554	4.674	1.549	5.946	3.676	50.536
Valore finale lordo	4.444	115.147	33.421	1.549	8.355	6.276	169.192
Fondo ammortamento e svalutazione	3.307	81.593	28.747		2.409	2.600	118.656
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

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



Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €120 milioni (€220 milioni nel 2024), riferiti al settore Exploration & Production per €76 milioni (€173 milioni nel 2024), determinati utilizzando un tasso d'interesse medio del 3,2% (3,5% al 31 dicembre 2024).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.666 milioni (€6.033 milioni nel 2024).

Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari nell'ambito di supplier financing arrangement che hanno comportato la classificazione del relativo debito come finanziario sono stati rilevati tra le Altre variazioni (€1.371 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 sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio 2024.

(%)

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" nonché volumi di riserve non certe nel caso di impianti utilizzati in progetti di sviluppo per fasi o common facilities (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 nonché degli ulteriori volumi di riserve non certe, che si prevede saranno prodotte entro circa tredici anni.

Le svalutazioni nette delle attività materiali hanno riguardato: (i) proprietà oil&gas in Congo (€332 milioni) e Costa d'Avorio (€179 milioni) il cui valore è stato allineato al prezzo di vendita nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio E&P nonché proprietà oil&gas in Italia, Turkmenistan, Emirati Arabi Uniti e USA in relazione a revisioni di riserve e scenario prezzi (complessivi €564 milioni); (ii) 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 nonché alcuni impianti di produzione di polietilene a causa dello strutturale deterioramento dei margini (€413 milioni). Tra il 2023 e il 2025 Eni ha svalutato la totalità degli impianti petrolchimici legati al ciclo tradizionale a causa del deterioramento delle condizioni di mercato, degli svantaggi competitivi dell'industria europea a causa dei più elevati costi operativi ed energetici rispetto alle altre geografie e della crescente pressione competitiva da parte di produttori con maggiore scala e minori costi di input in un quadro di sovracapacità globale. È in corso un piano di trasformazione e di riconversione industriale del settore chimico Eni che farà leva sulle tecnologie proprietarie e sullo sviluppo di linee di business redditizie come la biochimica, la chimica da riciclo e il compounding, che comporterà la ristrutturazione o la chiusura 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, immateriali e diritto 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 €5.445 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 e dal decremento dei tassi di attualizzazione, in particolare del dollaro USA.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €222 milioni alla cessione del controllo della società Eni CCUS Holding Ltd. Maggiori informazioni sull'operazione sono fornite alla nota n. 5 – Business combination e altre transazioni significative.

Le altre variazioni comprendono: (i) la cessione degli asset oil&gas in Costa d'Avorio per €1.160 milioni; (ii) la riclassifica ad attività destinate alla vendita di asset oil&gas del valore di libro di €5.850 milioni, in Indonesia ed Emirati Arabi Uniti oggetto di business combination non monetarie con altri operatori e creazione di nuove entità valutate all'equity, nonché in Congo e Costa d'Avorio in relazione ai disinvestimenti in corso. I valori d'iscrizione di tali porzioni di undivided properties sono stati allineati al previsto fair value di vendita. Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 25 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €6.280 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Kazakhstan, Indonesia, Italia, Algeria e Messico.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €13 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 Oman, Algeria e Nigeria.



L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.441 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €108 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.662	1.391	1.085
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	347	485	834
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(11)	(362)	(388)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(128)	(4)	(72)
Cessioni	(79)	(7)	(3)
Variazione dell'area di consolidamento		76	
Differenze cambio da conversione	(167)	83	(40)
Altre variazioni	(183)		(25)
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.441	1.662	1.391

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

	2025		2024		2023	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	218	5,8	253	4,4	417	7,9
- da 1 a 3 anni	419	8,3	604	11,3	347	6,1
- oltre 3 anni	804	16,0	805	18,2	627	14,5
	1.441	30,1	1.662	33,9	1.391	28,5
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	218	5,8	253	4,4	417	7,9
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	826	13,3	1.053	16,1	804	14,0
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	397	11,0	356	13,4	170	6,6
	1.441	30,1	1.662	33,9	1.391	28,5

I costi dei progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi si riferiscono a 10 permessi per i quali sono tutt'ora in corso le valutazioni dei risultati del drilling eseguito.

I costi dei pozzi relativi ai progetti con delineazione in corso si riferiscono per circa €520 milioni a 9 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 5 permessi in cui le attività di drilling sono in corso o sono pianificate nel prossimo futuro.

I progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento si riferiscono a iniziative principalmente in Congo, Nigeria e Emirati Arabi Uniti.



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	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Indonesia	Paesi Bassi	Tunisia	Australia	Totale
2025												
Valore iniziale	16	981	77	187	3	445	2	848	120			2.679
Investimenti		27		63				115		7	3	215
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(4)		(36)			(22)	(2)		(8)			(72)
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(20)		(100)		(54)		(804)	(88)			(1.066)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(3)	(114)	(8)	(20)	(1)	(137)		(124)			19	(388)
Valore finale	9	874	33	130	2	232	2	35	24	7	22	1.368
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

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario relativo al Blocco 245 in fase di pre-sviluppo nell'offshore della Nigeria (OPL 245), il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021. Il valore d'iscrizione di €1.141 milioni comprende €835 milioni a titolo di prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% del permesso e i successivi costi di ricerca e di pre-sviluppo capitalizzati. Concluse con esito favorevole per Eni tutte le complesse 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 diritto alla conversione in titolo di sviluppo è stato sospeso d'intesa tra le parti per negoziare un accordo dei termini economici del progetto di sviluppo delle riserve della licenza. L'accordo è stato firmato agli inizi di marzo 2026 con rinuncia delle parti a tutte le pretese pendenti relative all'asset compreso il procedimento arbitrale. La stima del valore recuperabile dell'asset, determinata sulla base dei nuovi termini economici negoziati per lo sviluppo delle riserve, conferma la tenuta del valore di libro.

La riclassifica a proved mineral interest degli unproved mineral interest si riferisce principalmente all'Indonesia a seguito della decisione finale d'investimento di alcuni progetti con conseguente iscrizione delle riserve certe.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €20.250 milioni (€22.205 milioni al 31 dicembre 2024).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €270 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 2024) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €99 milioni (€88 milioni al 31 dicembre 2024).

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
2025									
Valore iniziale netto	2.606	419	1.005	452	36	487	21	796	5.822
Incrementi		266	566	91	10	138	20	59	1.150
Ammortamenti (*)	(176)	(248)	(496)	(76)	(20)	(120)	(10)	(98)	(1.244)
Svalutazioni				(11)	(1)			(2)	(14)
Differenze di cambio da conversione	(295)	(32)	(14)	1		(10)		(36)	(386)
Altre variazioni	(1)	(53)	(44)	(7)	(2)	(3)	(5)	(29)	(144)
Valore finale netto	2.134	352	1.017	450	23	492	26	690	5.184
Valore finale lordo	2.844	1.309	2.490	954	101	1.142	53	999	9.892
Fondo ammortamento e svalutazione	710	957	1.473	504	78	650	27	309	4.708
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 (*)	(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

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

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €5.184 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €3.634 milioni (€4.266 milioni al 31 dicembre 2024) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO e piattaforme utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana, Area 1 in Messico e Baleine in Costa d'Avorio della durata compresa tra 11 e 15 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 mezzi navali per le attività di shipping; (ii) alla linea di business Enilive per €538 milioni (€519 milioni al 31 dicembre 2024) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni e stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, le locazioni di apparecchiature con architettura cloud EVS (Eni Virtual Station) per la gestione integrata delle stazioni di servizio e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €532 milioni (€476 milioni al 31 dicembre 2024) 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 €860 milioni e riguardano in particolare mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto oil&gas per €535 milioni, di cui €115 milioni della Eni Trade & Biofuels SpA e il noleggio di "rig" di perforazione per €266 milioni. I principali contratti riguardano asset in Congo, Italia e Messico; (ii) alla linea di business Enilive per €141 milioni e riguardano in particolare nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni e stazioni di servizio e al parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €122 milioni e riguardano in particolare a proroghe dei contratti di locazione di immobili in Italia per €94 milioni.

I contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano essenzialmente un contratto dal valore nominale di €331 milioni relativo alla locazione di uffici in Italia della durata di 20 anni.

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 2025 di: (i) contratti di asset a servizio del business upstream per €830 milioni; (ii) contratti di locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €153 milioni; (iii) contratti di locazione di immobili ad uso uffici in Italia per €166 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
2025			
Valore iniziale	1.279	5.174	6.453
Incrementi		1.150	1.150
Decrementi	(1.240)	(10)	(1.250)
Differenze di cambio da conversione	(73)	(349)	(422)
Altre variazioni	1.297	(1.528)	(231)
Valore finale	1.263	4.437	5.700
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

La passività per beni in leasing è riferibile per €761 milioni (€616 milioni al 31 dicembre 2024) 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 €1.250 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €324 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.788 milioni e in euro per €1.703 milioni (rispettivamente, €4.510 milioni e €1.723 milioni al 31 dicembre 2024).

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)	2025	2024	2023
Altri ricavi e proventi			
Proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	22	14	17
	22	14	17
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
Oneri da remeasurement delle passività per beni in leasing	2	3	3
Leasing di breve durata	69	81	59
Leasing di modico valore	39	37	37
Canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	24	22	20
Incrementi per lavori interni - attività materiali	(4)	(5)	(5)
	130	138	114
Ammortamenti, svalutazioni nette e radiazioni			
Ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	1.244	1.199	973
Capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali e immateriali	(260)	(277)	(199)
Svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	14	40	41
Riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing	(2)	(4)	(5)
Radiazioni diritto di utilizzo beni in leasing		3	
	996	961	810
Proventi (oneri) finanziari			
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(348)	(314)	(267)
Oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	7	17	11
Differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	62	(36)	19
	(279)	(333)	(237)



14 Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
2025							
Valore iniziale netto	534	397	2.310	3.241	3.167	26	6.434
Investimenti	7	14	506	527			527
Capitalizzazione ammortamenti			6	6			6
Ammortamenti ^(a)	(4)	(98)	(307)	(409)			(409)
Svalutazioni			(45)	(45)			(45)
Riprese di valore			8	8			8
Radiazioni	(17)			(17)			(17)
Variazione dell'area di consolidamento			(428)	(428)	2		(426)
Differenze di cambio da conversione	(54)		(21)	(75)			(75)
Altre variazioni	(20)	39	5	24	(5)		19
Valore finale netto	446	352	2.034	2.832	3.164	26	6.022
Valore finale lordo	869	2.215	5.235	8.319			
Fondo ammortamento e svalutazione	423	1.863	3.201	5.487			
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			

(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 unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fino a quando 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.

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

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Diritti esplorativi proved	61	79
Diritti esplorativi unproved	385	455
	446	534

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 €17 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita è riferita alla cessione del controllo della società Eni CCUS Holding Ltd. Maggiori informazioni sull'operazione sono fornite alla nota n. 5 – Business combination e altre transazioni significative.



Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €1.096 milioni (€1.154 milioni al 31 dicembre 2024) di cui €891 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili (€898 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) attività per acquisizione di clientela della linea di business Plenitude di €469 milioni (€412 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) customer relationship per €75 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject da parte della linea di business Chimica (€84 milioni al 31 dicembre 2024).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio 2024:

(%)	
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 €2.642 milioni.

Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Plenitude	2.916	2.916
Enilive	116	121
Chimica	119	117
Altri	13	13
	3.164	3.167

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita all'entrata nell'area di consolidamento della società Tecnofilm SpA incorporata in corso d'anno dalla società Finproject SpA.

Le altre variazioni relative al goodwill riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2024 la cui allocazione era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Altre informazioni).

I contributi portati a decremento delle attività immateriali ammontano a €8 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2024).

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 di vendita 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 è attiva, considerando le 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 industriale approvato dal management per il periodo 2026-2030 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 2024. 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 tra il 4,3% e il 4,8%, corrispondenti ad un range tra il 5,5% e il 6,6% pre-tax. Non vi sono allo stato ipotesi realistiche di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €8 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 calcolo del valore d'uso attraverso il 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 106 €/kWh nel piano industriale 2026-2030 e di circa 111 €/kWh nel lungo termine. I flussi di cassa sono stati attualizzati a WACC compresi tra il 5,5% e l'8,9%, corrispondenti ad un range tra il 7,0% e l'11,1% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €695 milioni si azzerava in caso di incremento medio di 1,4% del WACC o di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica di circa il 14%.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività mobilità elettrica di €718 milioni è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Charge (oggi Plenitude On The Road) che 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 del calcolo del valore d'uso attraverso le 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 rischiosi 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 9,2%, corrispondenti al 12,8% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €1 miliardo si azzerava in caso di incremento di 3,7% del WACC e rimarrebbe positivo pur ipotizzando un azzeramento del tasso di crescita.

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

Esposizione dei valori di bilancio al rischio transizione

La verifica di recuperabilità dei valori di libro delle cash generating unit (CGU) del settore oil&gas è la più importante delle stime contabili critiche utilizzate nella redazione del bilancio consolidato di Eni, in considerazione del peso relativo del capitale investito nel settore sul totale delle attività consolidate e dell'ampia soggettività nella determinazione dei valori.

I futuri flussi di cassa attesi associati all'utilizzo delle attività oil&gas sono stimati sulla base del giudizio e dell'apprezzamento che la Direzione esercita nella previsione di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi di lungo termine degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni dei costi operativi e di sviluppo, i volumi di riserve che saranno prodotti, il timing e i costi di decommissioning. Inoltre, la recuperabilità dei valori iscritti dipende dall'impegno della Direzione nella prosecuzione delle attività di sviluppo e dalle decisioni di capital allocation. La previsione dei prezzi degli idrocarburi 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 di consulenti energetici. Le previsioni di prezzo a breve termine considerano inoltre i fattori di rischio e incertezza dello scenario economico e politico globale (la crisi in corso in Medio Oriente e altri rischi macroeconomici quali l'impatto delle dispute commerciali internazionali e altri fattori). I rischi connessi alla transizione energetica sono stati incorporati nel test di recuperabilità dei valori contabili delle CGU oil&gas, inclusa la valutazione degli asset esplorativi e degli interessi minerari non-proved. Considerato che la transizione potrebbe avere significativi effetti sui valori recuperabili degli attivi e sulle future capitalizzazioni, la Società ha adottato rigorosi criteri di selezione degli investimenti basati su robusti processi di valutazione della redditività e di autorizzazione manageriale per mitigare i rischi di avere riserve non producibili economicamente in futuro "stranded" e di dover rilevare possibili svalutazioni di conto economico una volta che un nuovo progetto è capitalizzato tra le immobilizzazioni materiali. I processi di capital budgeting degli investimenti, compresi gli investimenti in esplorazione e l'acquisizione di risorse, incorporano obiettivi emissivi coerenti con la strategia di decarbonizzazione della Società, considerando il contributo di ogni nuovo progetto a migliorare la resilienza del portafoglio della Società in termini di riduzione dell'intensità media di carbonio e miglioramento delle metriche di redditività.

I ritorni economici e i flussi di cassa attesi dei progetti sono stimati sulla base delle assunzioni del management sui prezzi di lungo termine del petrolio e del gas fissati nel piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione. I costi incorporati nella stima includono lo sviluppo, le spese operative, gli oneri di abbandono, rimozione impianti e chiusura pozzi al termine dell'attività, nonché gli oneri connessi all'azzeramento delle emissioni di scope 1&2, in coerenza con l'obiettivo aziendale di neutralità carbonica dell'upstream al 2030.

Come risultato di questo processo di valutazione e dell'attenzione della Società alla creazione di valore e alla generazione di cassa rispetto ai volumi, nel processo di allocazione del capitale Eni prioritizza i nuovi progetti oil&gas caratterizzati da: (i) contenuti prezzi di breakeven; i nuovi progetti oil&gas hanno un prezzo medio di breakeven del Brent di circa \$35 al barile; (ii) tasso interno di rendimento superiore a una soglia definita internamente, composta dal WACC di Gruppo pari al 6% post-tax più un premio per il rischio paese e un ulteriore step-up per coprire i progetti esplorativi e generare un extra-rendimento; (iii) capacità di ridurre l'intensità carbonica media del portafoglio (scope 1&2); (iv) resilienza al rischio di transizione, misurata in termini di variazione dell'IRR dei progetti applicando un costo stimato internamente per tonnellata di CO₂ emessa (soglia interna in \$/t CO₂).



Inoltre, la recente razionalizzazione del portafoglio oil&gas, con la cessione di alcuni giacimenti petroliferi "long-life" caratterizzati da elevate spese future previste e da un'intensità di carbonio superiore alla media, tra cui i giacimenti onshore di Alaska, Nigeria e Congo, ha rafforzato il profilo di rischio e la resilienza del portafoglio di petrolio e gas nel contesto della transizione.

Il test di impairment degli asset oil&gas di Eni è elaborato in coerenza con le principali assunzioni tecnico-economiche del piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione, comprese le previsioni relative ai prezzi delle commodity.

I principi applicati nella stima dei valori recuperabili delle CGU petrolio e gas sono i seguenti:

- i flussi di cassa futuri sono stati determinati utilizzando le assunzioni operative e gli scenari di prezzo del piano industriale 2026-2030 e del piano pluriennale della Società approvato dal Consiglio di Amministrazione. Le assunzioni operative che comprendono in particolare i costi operativi, le spese di sviluppo, la stima delle riserve di petrolio e gas, i volumi futuri prodotti e commercializzati, nonché i tempi e i costi di smantellamento degli impianti e delle strutture petrolifere al termine della vita utile dei giacimenti, rappresentano la migliore stima da parte della Direzione Aziendale delle condizioni economiche e tecniche per la vita residua degli asset.

Le previsioni dei prezzi del petrolio e del gas adottate dalla Società si basano sulle seguenti ipotesi:

- la domanda di petrolio ha registrato una crescita sostenuta dopo la crisi del Covid, trainata dalla ripresa economica globale, e ha continuato a crescere nel 2025. Si prevede che il consumo di petrolio continuerà a crescere fino almeno al 2030, sostenuto dalla crescita demografica e dall'innalzamento del tenore di vita, in particolare nei paesi emergenti. Dopo il 2030 la crescita è attesa più moderata a causa della graduale diffusione di tecnologie a contenute emissioni di carbonio. Pertanto, in questo contesto di crescita moderata della domanda trainata dai paesi emergenti e ipotizzando una continua disciplina negli investimenti da parte delle compagnie petrolifere internazionali, il raggiungimento della massima capacità sostenibile da parte dei paesi membri dell'alleanza OPEC+ e un livellamento nella crescita delle produzioni non convenzionali negli Stati Uniti, lo scenario Eni prevede una graduale ripresa dei prezzi del petrolio, attesi a 68 dollari barile nel 2026 per poi raggiungere i 75 dollari al barile (in termini reali 2025) al 2030. La previsione 2026 sconta in misura marginale i correnti rischi geopolitici.

- oltre il 2030, prevediamo un calo lineare di circa l'1,7% all'anno, a 65 dollari nel 2040 e 53 dollari nel 2050 (in termini reali 2025). Tale previsione di lungo termine sconta i rischi della transizione energetica e di una possibile contrazione della domanda globale di petrolio dopo il 2030.

I prezzi del Brent nel periodo 2026-2050 si attestano quindi a una media di circa 65 dollari al barile in termini reali 2025.

	2026	2027	2028-2030	2050
Petrolio Brent \$/bbl	68	66	75	53

Per il gas naturale, il combustibile di transizione, le proiezioni di prezzo adottate dalla Società scontano un mercato globale del gas meno teso nei prossimi anni, poiché si prevede che l'aumento della domanda, trainato anche dal crescente fabbisogno di elettricità in relazione in particolare ai nuovi segmenti di consumo (es. datacenter, IA), si accompagnerà all'aumento di capacità di produzione del GNL, con l'entrata di nuovi progetti che saranno completati nei prossimi anni, soprattutto negli Stati Uniti e Qatar. In questo contesto, i prezzi del gas utilizzati per determinare il valore d'uso delle CGU i cui ricavi sono indicizzati ai prezzi spot del gas sono i seguenti (in termini reali 2025):

	2026	2027-2029	2030-2050
TTF Europa \$/Mbtu	11,8	8,5	7,5

I prezzi del gas per i progetti GNL e nelle principali aree geografiche del Gruppo sono indicizzati principalmente al prezzo del petrolio greggio. I costi operativi futuri sono stati determinati tenendo conto delle tecnologie esistenti, della fluttuazione dei prezzi dei servizi petroliferi in linea con gli sviluppi del mercato e dei programmi interni di riduzione dei costi effettivamente implementati.

La determinazione del valore d'uso tiene conto per tutte le CGU identificate, degli investimenti previsti per ridurre l'impronta di carbonio (emissioni di CO₂ scope 1&2). Inoltre, si prevede che eventuali emissioni residue a seguito delle azioni di efficienza siano compensate con crediti di carbonio, le cui spese sono considerate nella valutazione dell'headroom del segmento E&P complessivo di Eni. Le CGU in aree geografiche soggette a sistemi di emission trading includono nei rispettivi flussi di cassa le spese future per le quote di emissione.

I flussi di cassa futuri sono stimati su un arco temporale coerente con la vita utile delle CGU. Sono elaborati al netto delle imposte e tengono conto dei rischi specifici delle CGU. Sono attualizzati applicando un tasso di sconto post-tax del 6%, che rappresenta il costo medio ponderato del capitale per il Gruppo, stimato sulla base di dati di mercato per quanto riguarda i tassi delle attività risk-free, il market risk premium e la volatilità del titolo Eni e delle proiezioni future del mix di fondi impiegati basate sul piano finanziario di Gruppo. Tale tasso era pari al 6% post-tax nel 2024. Gli impairment test rate sono determinati aggiungendo al costo del capitale di Gruppo uno spread per il rischio specifico di ciascun paese di operatività (WACC adjusted). Il valore d'uso calcolato attualizzando i flussi di cassa post-imposte sopra indicati non si discosta sostanzialmente dal valore d'uso calcolato attualizzando i flussi di cassa pre-imposte utilizzando un tasso di sconto pre-imposte



determinato mediante un calcolo iterativo a partire dal valore d'uso post-imposte. Tali tassi di sconto pre-imposte variano generalmente dal 9% al 15% per le CGU svalutate nel 2025.

In applicazione della metodologia descritta, nel bilancio 2025 sono state rilevate €564 milioni di svalutazioni di attività principalmente in Turkmenistan, Emirati Arabi Uniti e USA e attività gas in Italia dovute a revisioni di stima delle riserve ed effetti prezzo.

I risultati del test di recuperabilità dei valori di bilancio delle attività oil&gas stimati sulla base dei piani aziendali sono soggetti a test di sensitività per valutarne la ragionevolezza e la variabilità degli esiti al variare dei principali parametri di stima. In particolare, la recuperabilità degli attivi è stata sottoposta a stress test ipotizzando le seguenti variazioni dei parametri di stima:

- taglio lineare del 10% nei prezzi degli idrocarburi, per tutta la proiezione dei futuri flussi di cassa
- aumento di 100 punti base nel tasso di sconto dei futuri flussi di cassa
- considerazione delle curve di prezzo e del costo della CO₂ dello Scenario Net Zero dell'IEA 2050 per tutte le CGU.

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G Vs Valori di libro Costi CO ₂ deducibili	Possibili svalutazioni € miliardi
Scenario Eni	63%	
Haircut del 10% prezzi scenario Eni	45%	(1)
Scenario Eni con incremento WACC +1%	53%	(0,2)
Scenario IEA NZE 2050	18%	(3,4)

Il perimetro delle sensitivity comprende le attività delle subsidiaries e delle joint venture a guida Eni; sono esclusi gli asset delle entità all'equity autonome Vår Energi ASA, Ithaca Energy Plc e Azule Energy Holdings Ltd, nonché gli asset destinati alla cessione (Indonesia, Congo, una quota della Costa d'Avorio e alcune attività in UAE).

Le 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 Generazione elettrica da gas, a motivo dei valori contabili poco significativi delle immobilizzazioni materiali (€887 milioni) e della vita economico-tecnica residua, e bioraffinazione (€2.711 milioni) poiché non esposta al rischio di transizione. Nessun impatto può essere associato alle raffinerie e agli impianti petrolchimici considerando che i loro valori contabili sono pari a zero.

Le caratteristiche del portafoglio Eni, l'approccio di sviluppo accelerato "fast-track" e per fasi nella produzione delle riserve e l'assenza di esposizione a progetti non convenzionali mitigano il rischio di avere riserve "stranded" in futuro qualora si verifici un declino strutturale della domanda di idrocarburi dovuto a normative e vincoli ambientali globali più severi o a cambiamenti nelle preferenze dei consumatori. La Società continuerà a rivedere le ipotesi di prezzo con l'avanzare della transizione energetica e ciò potrebbe comportare possibili svalutazioni in futuro. Date le caratteristiche del portafoglio di attività petrolifere e del gas della Società, il suo valore di bilancio sarà quasi interamente ammortizzato entro il 2035. Di conseguenza, Eni non prevede cambiamenti significativi nella vita utile delle sue attività petrolifere e del gas esistenti che potrebbero rappresentare un elemento di valutazione significativo con un impatto sui suoi conti consolidati in futuro.

Altri asset esposti al rischio di transizione, tra cui raffinerie e impianti petrolchimici, sono stati completamente svalutati negli esercizi precedenti e sono in gran parte oggetto di processi di riconversione e riconfigurazione industriale che comportano nuovi investimenti che saranno capitalizzati quando sostenuti nei periodi di rendicontazione futuri. Eventuali fondi di smantellamento sono rilevati nei casi di impianti di raffinazione e complessi petrolchimici definitivamente chiusi, la cui riconversione è valutata non economica. Nel 2025 è stata svalutata la sola CGU di Versalis avente un valore di libro relativa agli impianti di polietilene (€151 milioni).

Altri rischi di bilancio

La transizione energetica potrebbe anticipare gli obblighi di dismissione di alcune attività petrolifere e del gas, aumentando così il valore attuale degli accantonamenti associati.

Gli obblighi di dismissione di attività, rimozione e smantellamento delle strutture produttive e chiusura mineraria dei pozzi, che derivano da un'obbligazione legale o implicita, sono rilevati sulla base di una stima ragionevole nel periodo in cui sorge l'obbligazione, e sono capitalizzati come parte del valore contabile dell'attività sottostante e ammortizzati durante la vita utile di tale attività. Considerato il lungo orizzonte temporale di sostenimento del relativo esborso finanziario, la passività è attualizzata con un fattore di sconto che fa riferimento ai rendimenti di titoli governativi aventi scadenza paragonabile al timing di dismissione.

Il tasso di sconto utilizzato per la valutazione dell'obbligo di dismissione delle attività è in un range 2,0-5,2% nel 2025, leggermente inferiore al 2024 per il dollaro USA, superiore per l'euro (le spese sono stimate ai valori correnti della valuta con tassi di inflazione compresi tra il 2,0% e il 2,4%).

Il valore del fondo è sensibile al numero di anni di attualizzazione. Posto che le assunzioni adottate rappresentano la migliore corrente previsione delle ipotesi di rimozione e smantellamento, assumendo di anticipare di cinque anni il momento di sostenimento dei costi rispetto all'assunzione di bilancio per considerare il rischio di transizione, ne deriverebbe un incremento del valore contabile del fondo di circa €1,2 miliardi.



Nelle attività upstream, in applicazione delle procedure interne, Eni rivede regolarmente, attività per attività, la stima dei costi futuri di dismissione degli asset, nonché l'orizzonte temporale di sostenimento degli oneri.

La Società continuerà a rivedere regolarmente le proprie stime sia dei costi sia della scadenza degli impegni e prenderà in considerazione qualsiasi impatto significativo che potrebbe derivare da modifiche di questi parametri in futuro.

Un piano di scadenza di tali obblighi è presentato nella nota 28 "Garanzie, impegni e rischi".

16 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	2025				2024			
	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	82	9.449	4.619	14.150	53	8.250	4.327	12.630
Acquisizioni e sottoscrizioni	21	399	175	595	35	450	242	727
Cessioni e rimborsi		(84)	(20)	(104)	(2)	(291)	(33)	(326)
Incremento per effetto del risultato	4	664	746	1.414	5	795	402	1.202
Decremento per effetto del risultato	(9)	(102)	(141)	(252)	(12)	(123)	(181)	(316)
Decremento per dividendi	(1)	(573)	(938)	(1.512)	(3)	(655)	(1.094)	(1.752)
Variazione dell'area di consolidamento	(13)	138		125	8	635	7	650
Differenze di cambio da conversione	(1)	(940)	(478)	(1.419)		461	206	667
Altre variazioni	9	65	84	158	(2)	(73)	743	668
Valore finale	92	9.016	4.047	13.155	82	9.449	4.619	14.150

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €111 milioni l'acquisizione nella linea di business Plenitude di partecipazioni nelle due joint venture 2024 Sol XV Llc (Plenitude 37,98%) e 2024 Sol XVI Llc (Plenitude 32,07%) titolari di due impianti fotovoltaici operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California (Stati Uniti), con una capacità installata complessiva di circa 245 MW in quota Plenitude; (ii) per €108 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 €62 milioni l'incremento di un'ulteriore quota partecipativa pari al 12% della E&E Algeria Touat BV (Eni 66%); (iv) per €55 milioni l'acquisizione della società 2025 Bateria II Llc (Plenitude 33,92%); (v) per €45 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di LG-Eni BioRefining Co Ltd (Enilive 49%) impegnata nella costruzione di un impianto di bioraffinazione in Corea del Sud; (vi) per €30 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la joint venture (Plenitude 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito; (vii) per €29 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (Versalis 50%).

Le cessioni e rimborsi riguardano: per €83 milioni il rimborso di capitale da parte di E&E Algeria Touat BV.

Gli incrementi per effetto del risultato sono riferiti essenzialmente a: (i) Vår Energi ASA per €602 milioni, che comprende l'eccedenza del dividendo distribuito nell'anno dalla partecipata rispetto alla frazione di patrimonio netto in quota Eni riportandolo a zero; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €415 milioni; (iii) ADNOC Global Trading Ltd per €96 milioni; (iv) Saipem SpA per €71 milioni; (v) Cardón IV SA per €62 milioni. I decrementi per effetto del risultato sono riferiti a: (i) St. Bernard Renewables Llc per €58 milioni; (ii) Vårgrønn AS per €35 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Vår Energi ASA per €653 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €386 milioni; (iii) Ithaca Energy Plc per €161 milioni; (iv) SeaCorridor Srl per €95 milioni; (v) Saipem SpA per €72 milioni; (vi) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €56 milioni; (vii) ADNOC Global Trading Ltd per €49 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento riguarda per €138 milioni l'iscrizione della partecipazione in Eni CCUS Holding Ltd, società in joint venture con il fondo GIP, alla quale Eni ha conferito gli asset CCUS in UK e nei Paesi Bassi. La partecipazione è stata rilevata al fair value riconosciuto da GIP per l'acquisto del 49,99%; d'ora in poi sarà valutata con il metodo del patrimonio netto.



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

(€ milioni)	31 dicembre 2025		31 dicembre 2024	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate				
Altre	92		82	
	92		82	
Imprese in joint venture				
Azule Energy Holdings Ltd	4.634	50,00	5.211	50,00
E&E Algeria Touat BV	671	66,00	646	54,00
St. Bernard Renewables Llc	657	50,00	806	50,00
Saipem SpA	581	21,80	528	21,61
SeaCorridor Srl	411	50,10	485	50,10
Vårgrønn AS	374	65,00	406	65,00
Cardón IV SA	370	50,00	351	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	366	35,71	382	35,71
GreenIT SpA	140	51,00	111	51,00
Eni CCUS Holding Ltd	136	50,01		
2023 Sol IX Llc	131	73,62	149	73,59
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	81	50,00	61	50,00
Mangistau Power BV	75	51,00	51	51,00
2024 Sol XV Llc	67	47,47		
2022 Sol VII Llc	53	75,24	61	75,26
2025 Bateria II Llc	53	33,92		
Hergo Renewables SpA	35	65,00	33	65,00
Mangistau Renewables BV	35	51,00	21	51,00
2024 Sol XVI Llc	31	40,58		
Società Oleodotti Meridionali SOM SpA	13	70,00	18	70,00
LabAnalysis Environmental Scienze Srl			26	30,00
Altre	102		103	
	9.016		9.449	
Imprese collegate				
Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	1.980	20,00	2.275	20,00
QatarEnergy LNG NFE (5)	661	25,00	633	25,00
Ithaca Energy Plc	486	35,92	725	37,17
ADNOC Global Trading Ltd	192	20,00	165	20,00
Coral FLNG SA	184	25,00	231	25,00
LG-Eni BioRefining Co Ltd	93	49,00	56	49,00
United Gas Derivatives Co	71	33,33	79	33,33
Novis Renewables Holdings Llc	66	49,00	74	49,00
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	62	99,00	72	99,00
LabAnalysis Environmental Scienze Srl	26	30,00		
Vår Energi ASA		63,04		63,04
Altre	226		309	
	4.047		4.619	
	13.155		14.150	

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



Al 31 dicembre 2025 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	594.048.748
% di partecipazione		21,80	63,04	35,92
Prezzo delle azioni	(€)	2,425	2,787	1,899
Valore di mercato	(€ milioni)	1.025	4.386	1.128
Valore di libro	(€ milioni)	581		486
Differenza Valore di mercato e valore di libro	(€ milioni)	444	4.386	642

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

Altre partecipazioni

(€ milioni)	2025	2024
Valore iniziale	1.395	1.256
Acquisizioni e sottoscrizioni	87	71
Valutazione al fair value con effetto a OCI	(30)	62
Differenze di cambio da conversione	(108)	56
Altre variazioni	(15)	(50)
Valore finale	1.329	1.395

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 (c.d. 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 6%), 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 del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €50 milioni l'acquisizione di una partecipazione di minoranza nella società BF International Best Fields Best Food Ltd (Eni 10,58%).

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2025 include: (i) la Nigeria LNG Ltd per €607 milioni (€690 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €110 milioni (€127 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) la Darwin LNG Pty Ltd per €84 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2024).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2025 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025" che costituisce parte integrante delle presenti note.



17 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31 dicembre 2025		31 dicembre 2024	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	1	910	1	1.044
	1	910	1	1.044
Crediti finanziari a lungo termine	3.067	136	44	2.109
Crediti finanziari a breve termine	642		1.040	
	3.709	136	1.084	2.109
	3.710	1.046	1.085	3.153
Titoli strumentali all'attività operativa		63		62
Totale al netto del fondo svalutazione	3.710	1.109	1.085	3.215

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

(€ milioni)	2025	2024
Valore iniziale	427	383
Accantonamenti	1	26
Rilasci per esubero	(2)	(3)
Differenze di cambio da conversione	(47)	24
Altre variazioni	(2)	(3)
Valore finale	377	427

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€741 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 finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €417 milioni (€522 milioni al 31 dicembre 2024), 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 €90 milioni (€214 milioni al 31 dicembre 2024). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €910 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 4,8% (1,7% e 4,8% al 31 dicembre 2024).

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 €2.318 milioni (€1.769 milioni al 31 dicembre 2024) il credito verso la Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) impegnata nella produzione delle riserve di gas naturale del giacimento Coral South e nello sviluppo di quelle del giacimento Coral North nell'area di esclusiva. Tale credito si differenzia da quelli strumentali in virtù della autonomia operativa e finanziaria della venture, per cui Eni è esposta solo al rischio controparte; (ii) per €710 milioni crediti verso i coventures derivanti dalla riallocazione del working interest nei progetti di sviluppo in corso nell'Area 4 nell'off-shore del Mozambico; (iii) per €495 milioni (€937 milioni al 31 dicembre 2024) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €463 milioni (€907 milioni al 31 dicembre 2024).

I crediti finanziari sono denominati in dollari USA per €4.325 milioni e in euro per €307 milioni (rispettivamente, €3.351 milioni e €855 milioni al 31 dicembre 2024).

Titoli per €18 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2024) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

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							
Tasso fisso							
Italia	18	18	17	da 0 a 3,6	dal 2026 al 2035	Baa2	BBB+
Altri (*)	31	31	31	da 0 a 5,0	dal 2026 al 2030	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB-
Tasso variabile							
Italia	11	11	11	da 2,6 a 2,9	dal 2026 al 2029	Baa2	BBB+
Totale Stati Sovrani	60	60	59				
Altri istituti finanziari							
Banca Europea per gli investimenti	3	3	3	3,75	2026	Aaa	AAA
Totale	63	63	62				

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

I titoli in portafoglio che scadono entro cinque anni ammontano a €49 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.



18 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Debiti commerciali	13.901	15.170
Accounti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	714	767
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.666	1.939
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.114	1.377
Debiti verso altri	2.866	2.839
	20.261	22.092

Il decremento dei debiti commerciali di €1.269 milioni è riferito alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €1.929 milioni a seguito di minori acquisti di gas e, in aumento, alla linea di business Enilive per €374 milioni.

I debiti commerciali comprendono debiti per lettere di credito con termini di pagamento allineati a quelli commerciali e con commissioni fisse.

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 €1.322 milioni (€1.129 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) debiti verso il personale per €260 milioni (€268 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €124 milioni (€120 milioni al 31 dicembre 2024).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro per €10.937 milioni e in dollari USA per €8.994 milioni (rispettivamente €11.487 milioni e €10.047 milioni al 31 dicembre 2024), con valore d'iscrizione sostanzialmente allineato al fair value.

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

19 Passività finanziarie

(€ milioni)	31 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
	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	3.394	330	1.268	4.992	2.941	269	921	4.131
Obbligazioni ordinarie		2.320	17.855	20.175		2.695	19.641	22.336
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		9	939	948		9	928	937
Altri finanziatori	1.535	775	77	2.387	1.297	1.609	80	2.986
	4.929	3.434	20.139	28.502	4.238	4.582	21.570	30.390

Il decremento delle passività finanziarie di €1.888 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

Al 31 dicembre 2025 le passività finanziarie con banche comprendono €200 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2024) di contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento 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:

(€ milioni)	Supplier finance arrangement a lungo termine	Supplier finance arrangement a breve termine comprensive delle quote a breve termine	Totale
Valore nominale al 31 dicembre 2024	26	2.542	2.568
Variazioni monetarie		(2.249)	(2.249)
Incrementi non monetari	12	1.430	1.442
Differenze di cambio da conversione e da allineamento		(174)	(174)
Altre variazioni non monetarie	(18)	16	(2)
Valore nominale al 31 dicembre 2025	20	1.565	1.585
Valore nominale al 31 dicembre 2023	92	893	985
Variazioni monetarie		(844)	(844)
Incrementi non monetari	451	1.788	2.239
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	2	92	94
Altre variazioni non monetarie	(519)	613	94
Valore nominale al 31 dicembre 2024	26	2.542	2.568



Il range dei termini di pagamento per le passività finanziarie che rientrano nel perimetro dei SFA sono compresi tra 145 e 450 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 sui tempi di regolamento operati dalla banca ai fornitori. Le principali operazioni rientranti negli accordi di SFA riguardano: (i) la costruzione nell'ambito del progetto Congo della nave di produzione di GNL galleggiante "FLNG" Nguya, entrata in esercizio a fine 2025 consentendo di incrementare la capacità di liquefazione del progetto fino a 3 MTPA dagli attuali 0,6 MTPA; (ii) contratti EPC per la riconversione di alcuni impianti, per la posa di linee sottomarine e a contratti per il trasporto e l'installazione delle linee e dei cavi sottomarini; (iii) installazioni produttive nell'offshore del Messico (Area 1); (iv) il contratto di trasporto e installazione di condotte rigide e cavi ombelicali e il sistema di produzione sottomarino del progetto Baleine Fase II nell'offshore della Costa d'Avorio.

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 2025 e al 31 dicembre 2024 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €981 milioni e a €613 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può emettere obbligazioni fino al plafond massimo di €20 miliardi; al 31 dicembre 2025 il programma risulta utilizzato per €12,8 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	24	1.274	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.000	49	1.049	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	26	1.026	EUR	2034	3,875
Eni SpA	1.000	14	1.014	EUR	2026	1,500
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR	2031	2,000
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR	2026	1,250
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
Eni SpA	800	5	805	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	10	760	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	(2)	748	EUR	2034	1,000
Eni SpA	638	8	646	USD	2027	variabile
Eni SpA	600		600	EUR	2028	1,125
Eni SpA	100	4	104	EUR	2028	5,441
Eni SpA	75		75	EUR	2043	3,875
Eni SpA	70	1	71	EUR	2032	4,000
Eni SpA	50		50	EUR	2031	4,800
Eni SpA - Sustainability-linked	1.000		1.000	EUR	2028	0,375
Eni SpA - Sustainability-linked	750	16	766	EUR	2027	3,625
	12.833	177	13.010			
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>						
Eni SpA	1.063	(21)	1.042	USD	2054	5,950
Eni SpA	851	8	859	USD	2028	4,750
Eni SpA	851	2	853	USD	2029	4,250
Eni SpA	851	7	858	USD	2034	5,500
Eni SpA	851	(7)	844	USD	2035	5,750
Eni SpA	298	1	299	USD	2040	5,700
Eni USA Inc	340	3	343	USD	2027	7,300
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	67	2.067	EUR	2028	4,300
	7.105	60	7.165			
	19.938	237	20.175			



Nell'anno sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie in euro da parte di Eni SpA per un valore nominale di €851 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 marginale incremento del tasso di interesse.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.500 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	27	1.027	EUR	2030	2,950
di cui: componente passività finanziaria	920	28	948	EUR		
di cui: componente di patrimonio netto	80	(1)	79	EUR		

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 collegate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1&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 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
	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	4.449	2,1	16.959	2,5	3.518	3,0	19.547	2,5
Dollaro USA	437	3,0	6.612	4,9	707	4,8	6.603	5,3
Altre valute	43	1,7	2	2,7	13	2,2	2	2,7
Totale	4.929		23.573		4.238		26.152	

Al 31 dicembre 2025 Eni dispone di linee di credito committed di €9.012 milioni (€9.001 milioni al 31 dicembre 2024), di cui €9.000 milioni non utilizzate. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2025 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	20.119	21.026
Obbligazioni convertibili Sustainability-Linked	1.071	973
Banche	1.608	1.143
Altri finanziatori	852	1.689
	23.650	24.831

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 4,8% (1,7% e 4,8% al 31 dicembre 2024).

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 nominale al 31 dicembre 2024	26.152	4.238	6.453	36.843
Variazioni monetarie	(2.279)	(276)	(1.250)	(3.805)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(586)	201	(484)	(869)
Variazione area di consolidamento	470	4		474
Altre variazioni non monetarie	(184)	762	981	1.559
Valore nominale al 31 dicembre 2025	23.573	4.929	5.700	34.202
Valore nominale al 31 dicembre 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 nominale al 31 dicembre 2024	26.152	4.238	6.453	36.843

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione di Plenitude Production France SA per €762 milioni e alla cessione del controllo di Eni CCUS Holding Ltd per €298 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.442 milioni di supplier financing arrangement classificati come passività finanziarie, €1.150 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e, in diminuzione, €762 la riclassifica ad attività destinate alla vendita di Plenitude Production France SA.

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.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
A. Disponibilità liquide	2.796	3.367
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.304	4.816
C. Altre attività finanziarie correnti	10.700	7.881
D. Liquidità (A+B+C)	18.800	16.064
E. Debito finanziario corrente	7.258	6.942
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	2.368	3.157
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	9.626	10.099
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(9.174)	(5.965)
I. Debito finanziario non corrente	5.782	6.175
J. Strumenti di debito	18.756	20.527
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	24.538	26.702
M. Totale indebitamento finanziario Consob (H+L)	15.364	20.737

L'indebitamento finanziario netto non comprende €136 milioni di crediti finanziari non correnti (€2.109 milioni al 31 dicembre 2024).

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 €38 milioni (€42 milioni al 31 dicembre 2024) 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 €1.263 milioni e €4.437 milioni (rispettivamente €1.279 milioni e €5.174 milioni al 31 dicembre 2024). 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 Everen	Altri fondi	Totale
Valore al 31 dicembre 2024	9.712	3.700	594	158	229	234	86	1.061	15.774
Accantonamenti	135	641	353	19	89	6	23	404	1.670
Rilevazione iniziale e variazione stima	279								279
Effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	290	(40)							250
Utilizzi a fronte oneri	(824)	(671)	(175)	(18)	(132)		(1)	(135)	(1.956)
Rilasci per esuberanza	(144)	(42)	(85)			(5)	(1)	(238)	(515)
Differenze cambio da conversione	(554)	(4)	(36)	(8)		(5)	(1)	(17)	(625)
Altre variazioni	(272)	(42)	26	22	2	7	(7)	(33)	(297)
Valore al 31 dicembre 2025	8.622	3.542	677	173	188	237	99	1.042	14.580

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €7.557 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 €507 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production riferiti per €230 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 €442 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 €79 milioni la revisione stima dei costi di abbandono di asset Oil & Gas completamente ammortizzati o esausti; (ii) per €55 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. I rilasci per esuberanza riguardano principalmente un impianto downstream in Italia per il quale sono in corso negoziazioni di cessione a terzi.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento e ripristino siti (principalmente in Italia e Algeria), parzialmente compensato dall'aumento della curva dei tassi d'interesse euro. 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 1,7% e il 5,6% (1,8% e 5,3% al 31 dicembre 2024). Gli utilizzi a fronte oneri riguardano principalmente attività di smantellamento delle strutture produttive e ripristino siti in Italia €253 milioni, in UK per €243 milioni e in Libia per €111 milioni. Le altre variazioni includono per €231 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. Maggiori informazioni sull'incertezza relativa alla stima dei tempi di smantellamento e ripristino degli impianti di estrazione degli idrocarburi sono riportate alla 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.

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 responsabilità 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 circa €294 milioni impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti; (ii) per €191 milioni le attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda; (iii) per €78 milioni le attività di bonifica presso gli impianti petrolchimici. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi all'avanzamento delle operazioni di bonifica e ripristino ambientale. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.251 milioni e al settore Refining e Chimica per €750 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 €282 milioni. Inoltre, il fondo accoglie la stima di soccombenza in alcuni procedimenti antitrust.



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 €142 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 SpA. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €34 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.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
TFR	143	151
Piani esteri a benefici definiti	89	108
Fisde, altri piani medici esteri e altri	112	112
Piani a benefici definiti	344	371
Altri fondi per benefici ai dipendenti	252	310
Fondi per benefici ai dipendenti	596	681

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 €139 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2024), il contratto di espansione per €51 milioni (€86 milioni al 31 dicembre 2024), i piani isopensione di Eni Plenitude SpA per €28 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2024), i premi di anzianità per €18 milioni (€25 milioni al 31 dicembre 2024) e gli altri piani a lungo termine per €16 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2024).



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

(€ milioni)	2025						2024					
	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	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
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	151	369	112	632	310	942	156	380	118	654	353	1.007
Costo corrente	1	6	2	9	57	66	1	12	2	15	56	71
Interessi passivi	5	17	3	25	8	33	5	18	4	27	11	38
Rivalutazioni:	(4)	7	(2)	1	(8)	(7)	(1)	(22)	(2)	(25)	1	(24)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(7)		(7)		(7)		(1)		(1)		(1)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)		(1)	(2)	(3)	(5)		(22)		(22)	5	(17)
- Effetto dell'esperienza passata	(3)	14	(1)	10	(5)	5	(1)	1	(2)	(2)	(4)	(6)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	5	6	(9)	(3)		9		9	3	12
Contributi al piano:		1		1		1		2		2		2
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		2		2		2
Benefici pagati	(11)	(31)	(8)	(50)	(105)	(155)	(10)	(85)	(8)	(103)	(113)	(216)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(16)		(16)	(1)	(17)						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(7)		(6)		(6)		55	(2)	53	(1)	52
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	143	347	112	602	252	854	151	369	112	632	310	942
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		263		263		263		261		261		261
Interessi attivi		18		18		18		14		14		14
Rendimento delle attività a servizio del piano		(8)		(8)		(8)		(17)		(17)		(17)
Spese amministrative pagate		(1)		(1)		(1)		(1)		(1)		(1)
Contributi al piano:		21		21		21		25		25		25
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		2		2		2
- Contributi del datore di lavoro		20		20		20		23		23		23
Benefici pagati		(24)		(24)		(24)		(25)		(25)		(25)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(1)		(1)		(1)						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(8)		(8)		(8)		6		6		6
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		260		260		260		263		263		263
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		2		2		2		2		2		2
Modifiche nel massimale di attività												
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		2		2		2		2		2		2
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	143	89	112	344	252	596	151	108	112	371	310	681



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
2025						
Costo corrente	1	6	2	9	57	66
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	5	6	(9)	(3)
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	5	17	3	25	8	33
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(18)		(18)		(18)
Totale interessi passivi (attivi) netti	5	(1)	3	7	8	15
- di cui rilevato nel Costo lavoro					8	8
- di cui rilevato nei Proventi (oneri) finanziari	5	(1)	3	7		7
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(8)	(8)
Spese amministrative pagate		1		1		1
Totale	6	7	10	23	48	71
- di cui rilevato nel Costo lavoro	1	8	7	16	48	64
- di cui rilevato nei Proventi (oneri) finanziari	5	(1)	3	7		7
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

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

(€ milioni)	2025				2024			
	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
(Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(7)		(7)	(1)			(1)
(Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)		(1)	(2)	(22)			(22)
Effetto dell'esperienza passata	(3)	14	(1)	10	(1)	1	(2)	(2)
Rendimento delle attività a servizio del piano		8		8		17		17
Modifiche nel massimale di attività								
Rivalutazioni	(4)	15	(2)	9	(1)	(5)	(2)	(8)



Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31 dicembre 2025									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	9	24	126	11	41		4	15	230
- con prezzi non quotati in mercati attivi							30		30
	9	24	126	11	41		34	15	260
31 dicembre 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

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	
2025					
Tasso di sconto	(%)	3,2	1,3-20,5	3,2	2,4-3,2
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-19,7		
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	
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	

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	
2025						
Tasso di sconto	(%)	3,4-4,2	1,3-5,5	4,0-20,5	1,3-20,5	
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,4	2,8	5,0-19,7	2,0-19,7	
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,0-3,1	3,0-14,0	1,0-14,0	
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	22-24	14-18	14-24	
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

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 €130 milioni, di cui €40 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 dicembre 2025				
2026	18	17	8	90
2027	16	25	8	79
2028	17	19	8	64
2029	18	21	7	5
2030	18	20	7	3
Oltre	56	245	74	11
Durata media ponderata (anni)	5,8	12,4	10,9	2,1
31 dicembre 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

23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Passività per imposte differite lorde	6.937	8.724
Attività per imposte anticipate compensabili	(2.132)	(3.143)
Passività per imposte differite	4.805	5.581
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.848	9.465
Passività per imposte differite compensabili	(2.132)	(3.143)
Attività per imposte anticipate	6.716	6.322

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 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Passività per imposte differite		
Ammortamenti eccedenti	4.875	5.755
Contratti di leasing	297	354
Abbandono e ripristino siti (attività materiali)	269	368
Differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	108	858
Contratti derivati	80	44
Applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	20	20
Altre	1.288	1.325
	6.937	8.724
Attività per imposte anticipate		
Perdite fiscali portate a nuovo	(4.746)	(5.018)
Abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.953)	(2.148)
Ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(1.738)	(1.847)
Accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.329)	(1.432)
Svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.378)	(1.320)
Contratti derivati	(104)	(352)
Contratti di leasing	(268)	(338)
Benefici ai dipendenti	(134)	(151)
Over/under lifting	(89)	(120)
Utili infragruppo	(71)	(77)
Altre	(1.193)	(1.313)
	(13.003)	(14.116)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	4.155	4.651
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(8.848)	(9.465)



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 dicembre 2024	8.724	(14.116)	4.651	(9.465)
Incrementi	506	(2.628)	528	(2.100)
Decrementi	(600)	1.469	(60)	1.409
Variazioni con effetto ad OCI	77	173		173
Differenze di cambio da conversione	(897)	679	(245)	434
Variazione area di consolidamento	1	3		3
Altre variazioni	(874)	1.417	(719)	698
Valore al 31 dicembre 2025	6.937	(13.003)	4.155	(8.848)
Valore al 31 dicembre 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 dicembre 2024	8.724	(14.116)	4.651	(9.465)

Le perdite fiscali ammontano a €18.575 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €15.432 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.841 milioni e a società estere per €7.734 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €2.602 milioni e €2.144 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 27,7% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €2.134 milioni e a società estere per €2.021 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.



24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
	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 interessi</i>						
- Interest rate swap	41	18	2	20	27	2
- Altro	1		2			
	42	18		20	27	
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	26	72	2	233	33	2
- Interest currency swap	5	2	2		125	2
- Outright		11	2	3	24	2
	31	85		236	182	
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	633	767	2	632	923	2
- Future	816	999	1	1.429	1.538	1
- Opzioni	11	22	1	61	111	2
- Altro	6		2		8	2
	1.466	1.788		2.122	2.580	
	1.539	1.891		2.378	2.789	
Contratti derivati fair value hedge						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	38		2	42		2
	38			42		
<i>Contratti su valute</i>						
- Outright				2		1
				2		
	38			44		
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	167		2	20	335	2
- Future	256	89	1	28	421	1
- Altro	5	105	2			
	428	194		48	756	
	428	194		48	756	
Opzioni						
- Altre opzioni		21	2		37	2
		21			37	
Totale contratti derivati lordi	2.005	2.106		2.470	3.582	
Compensazione	(1.133)	(1.133)		(1.508)	(1.508)	
Totale contratti derivati netti	872	973		962	2.074	
- correnti	791	827		874	1.921	
- non correnti	81	146		88	153	

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 compensare 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, c.d. 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.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.326 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (positive di €262 milioni nel corso del 2025) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.010 milioni).

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita a Eni Global Energy Markets SpA e Eni Trade & Biofuels SpA.

Nel corso dell'esercizio 2025 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 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
	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	1.506	448	2	1.753	(524)	13
- Future	3.472	184	1	3.375	(499)	13
	4.978	632	3	5.128	(1.023)	26
<i>Altri strumenti di copertura</i>						
- Altri				348	(12)	
				348	(12)	
	4.978	632	3	5.476	(1.035)	26
Contratti derivati fair value hedge						
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	1.962	(4)		1.981	42	1
	1.962	(4)		1.981	42	1
<i>Contratti su valute</i>						
- Outright				43	2	
				43	2	
	1.962	(4)		2.024	44	1



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 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
	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	(600)	10	(233)	1.023	(850)	(123)
<i>Altri strumenti di copertura</i>						
- Flussi su ammontari coperti	(26)	24		12	(12)	

(€ milioni)	31 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
	Valore contabile dell'oggetto coperto	Variazione fair value cumulato dell'oggetto coperto	Variazione fair value dell'esercizio dell'oggetto coperto	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 interessi</i>						
- Passività finanziarie	2.008	39	(5)	2.066	44	44
<i>Contratti su valute</i>						
- Partecipazioni				43	(2)	(2)

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)	2025	2024	2023
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	3	26	6
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	638	(378)	472
	641	(352)	478

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.



EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2025	2024	2023
Strumenti finanziari derivati su valute	(86)	310	(63)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	6	(32)	2
	(80)	278	(61)

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 €8.005 milioni (€420 milioni al 31 dicembre 2024) e passività direttamente associabili €2.026 milioni (€195 milioni al 31 dicembre 2024) riguardano principalmente: asset oil&gas in Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Congo e Costa d'Avorio i cui valori di iscrizione ammontano rispettivamente a €6.924 milioni e €1.182 milioni. Maggiori informazioni sugli asset oggetto di cessione sono riportare alla nota n. 12 – Immobili, impianti e macchinari. La società Plenitude Production France SAS, acquisita nel mese di dicembre 2025, con attività e passività rispettivamente per €1.078 milioni e €844 milioni rientra nella casistica delle società acquisite in vista della successiva cessione. Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2024 relative ad asset oil&gas petroliferi in Congo.

26 Patrimonio netto

INTERESSENZE DI TERZI

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2025	2024	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Gruppo Eni Plenitude	6	54	1.816	491
Eni Marine Services SpA			1.701	1.924
Gruppo Enilive	87		860	
Gruppo EniPower	64	85	457	446
Altre	(7)	1	13	2
	150	140	4.847	2.863

Il 6 marzo 2025 Eni e il fondo di private equity KKR hanno finalizzato l'operazione di investimento da parte di KKR relativa a un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Enilive con un incasso complessivo per Eni di €2.968 milioni compreso un aumento di capitale di €500 milioni. Successivamente, l'11 aprile 2025 Eni e KKR hanno completato un'operazione analoga alla precedente per un investimento di un ulteriore 5% per il corrispettivo di €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.

Il 31 marzo 2025 è stato perfezionato l'aumento della partecipazione di Energy Infrastructure Partners (EIP) nel capitale sociale di Plenitude, raggiungendo una quota complessiva del 10%. L'incremento della partecipazione di EIP è avvenuto attraverso un aumento di capitale di €209 milioni che, tenuto conto di €588 milioni versati a marzo 2024, porta l'investimento complessivo a circa €800 milioni. Il 4 novembre è stato perfezionato tra Eni e il fondo di private equity Ares Capital l'investimento in un'interessenza di minoranza del 20% nel capitale sociale di Plenitude per il corrispettivo di €2.003 milioni.

Le interessenze di terzi relative alla Eni Marine Services SpA sono riferite alle obbligazioni subordinate perpetue emesse in dollari USA per finanziare un progetto d'investimento di interesse Eni in Congo. 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. Il valore d'iscrizione al 31 dicembre 2025 è stato adeguato al cambio puntuale EUR/USD rilevando una diminuzione di €223 milioni.



PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	33.209	32.552
Riserva per differenze cambio da conversione	1.936	8.081
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	2.782	2.883
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	42	(612)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(94)	(91)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	92	28
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	104	160
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	79
Azioni proprie	(2.782)	(2.883)
Utile dell'esercizio	2.608	2.624
	47.940	52.785

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2025, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2024) ed è rappresentato da n. 3.146.765.114 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.284.490.525 azioni ordinarie al 31 dicembre 2024).

Il 14 maggio 2025, 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 2025, stabilito in €1,05 per azione da regolarsi in 4 tranches, nei mesi di settembre 2025 (€0,26 per azione), novembre 2025 (€0,26 per azione), marzo 2026 (€0,26 per azione) e maggio 2026 (€0,27 per azione); (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 2026, all'acquisto massimo di un numero di 315.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €3,5 miliardi; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 315.000.000 azioni proprie che verranno acquistate in forza dell'autorizzazione assembleare del punto precedente. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2025 sono state acquistate n. 102.255.755 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.520 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 2024).

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. 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 partire dal 13 ottobre 2049; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 100% e una cedola annua del 2% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. 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; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,607% e una cedola annua del 2,75% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. 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; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di 900 milioni di euro, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,354% e una cedola annua del 4,5% fino alla prima data di reset prevista a 6,25 anni dall'emissione (21 aprile 2031). Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato, la cedola annua verrà rideterminata a partire dal 21 aprile 2031 e successivamente ogni 5 anni, con un tasso pari all'Euro Mid Swap a 5 anni di volta in volta in vigore sommato a un margine iniziale di 208,3 punti base. Tale margine sarà ulteriormente incrementato di 25 punti base a partire dal 21 aprile 2036 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 21 aprile 2051; (v) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di 600 milioni di euro, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,114% e una cedola annua del 4,875% fino alla prima data di reset prevista a 9,25 anni dall'emissione (21 aprile 2034). Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato, la cedola annua verrà rideterminata a partire dal 21 aprile 2034 e successivamente ogni 5 anni, con un tasso pari all'Euro Mid Swap a 5 anni di volta in volta in vigore sommato a un margine iniziale di 239,9 punti base. Tale margine sarà ulteriormente incrementato di 25 punti base a partire dal 21 aprile 2039 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 21 aprile 2054.

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 dicembre 2024	(861)	249	(612)	(121)	30	(91)	28	160
Variazione dell'esercizio	661	(197)	464	(11)	2	(9)	73	(32)
Differenze cambio	3	(1)	2	1	(1)			(19)
Variazione dell'area di consolidamento e interessenze di terzi	27	(9)	18	8	(2)	6	(9)	(5)
Rigiro a rettifica rimanenze	5	(1)	4					
Rigiro a conto economico	233	(67)	166					
Riserva al 31 dicembre 2025	68	(26)	42	(123)	29	(94)	92	104
Riserva al 31 dicembre 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 dicembre 2024	(861)	249	(612)	(121)	30	(91)	28	160

(a) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2025 comprende riserve pari a €1 milione relative ai piani a benefici definiti per i dipendenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2024).

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €2.782 milioni (€2.883 milioni al 31 dicembre 2024) e sono rappresentate da n. 189.083.769 azioni ordinarie Eni (203.137.967 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2024) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2025, sono state acquistate n. 128.453.526 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.881 milioni, nell'ambito del completamento del piano di buy-back 2024 e dell'esecuzione del programma 2025 da €1,8 miliardi completato al 84% alla data di bilancio, nel rispetto delle autorizzazioni assembleari. Sono state cancellate n. 137.725.411 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.908 milioni, sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.492.968 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. 3.289.345 azioni proprie come previsto dal "Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD")" approvato dall'Assemblea di Eni del 15 maggio 2024. Le condizioni di vesting e di performance dei piani di incentivazione di lungo termine sono riportate alla nota n. 30 – Costi.



Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2025 comprende riserve distribuibili per circa €38 miliardi.

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

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2025	2024	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.429	6.419	50.986	50.735
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(1.643)	(2.029)	1.643	4.338
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	(285)	(1.722)	425	1.240
- eliminazione di utili infragruppo	219	(80)	(301)	(537)
- imposte sul reddito differite e anticipate	38	176	(119)	(281)
	2.758	2.764	52.787	55.648
Interessenze di terzi	(150)	(140)	(4.847)	(2.863)
Come da bilancio consolidato	2.608	2.624	47.940	52.785

27 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2025	2024	2023
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti		486	408
Attività non correnti	1.040	3.863	1.985
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(724)	(468)	(91)
Passività correnti e non correnti	(82)	(1.825)	(622)
Effetto netto degli investimenti	234	2.056	1.680
Goodwill		33	25
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		(28)	(271)
Interessenze di terzi		(1)	(2)
Totale prezzo di acquisto	234	2.060	1.432
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(38)	(265)	(155)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	196	1.795	1.277
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	85	802	130
Attività non correnti	657	2.695	153
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(322)	101	180
Passività correnti e non correnti	(196)	(2.267)	(124)
Effetto netto dei disinvestimenti	224	1.331	339
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination	(138)	(788)	(580)
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo			(7)
Plusvalenza per business combination e disinvestimenti	45	379	427
Fair value della quota di partecipazione mantenuta dopo la cessione del controllo	27	118	414
Crediti per disinvestimenti			(173)
Totale prezzo di vendita	158	1.040	420
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(40)	(153)	(25)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	118	887	395

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2025 sono commentati alla nota n. 5 – Business Combination e altre transazioni significative.



Business combination

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2024 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	Plenitude - Energie rinnovabili e retail (Allocazione provvisoria)	Plenitude - Energie rinnovabili e retail (Allocazione definitiva)	Enilive - Atenoil (Allocazione provvisoria)	Enilive - Atenoil (Allocazione definitiva)
Attività correnti	5	5	5	5
Immobili, impianti e macchinari	71	71	14	30
Goodwill	5	5	28	23
Altre attività non correnti	52	52	23	17
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(53)	(53)	(10)	(10)
Passività correnti e non correnti	(5)	(5)	(10)	(15)
Totale prezzo di acquisto	75	75	50	50

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination 2024 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.



28 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Imprese collegate	6.694	9.063
Imprese in joint venture	1.473	165
Altri	634	424
	8.801	9.652

Nel normale svolgimento del business Eni emette garanzie nell'interesse 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 favore di banche e istituti finanziari che hanno erogato fondi a partecipate Eni per l'esecuzione di progetti d'interesse del Gruppo. Alcune garanzie sono state rilasciate a favore di governi ed enti di Stato con la finalità di assicurare questi da eventuali danni ambientali o in relazione a negligenze 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 potenziale massima esposizione. Nei casi in cui il management 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 SA in caso di default sulle forniture di gas equity all'ente di stato del Venezuela.

Il decremento di €851 milioni è stato determinato principalmente dall'estinzione dei contratti autonomi rilasciati a favore di banche e alla società petrolifera di Stato del Mozambico ENH nell'interesse del consorzio dei finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral (€1.710 milioni). Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dall'emissione di nuove garanzie a fronte della vendita del 49,99% delle attività CCUS nel Regno Unito e Olanda a un fondo di private equity (€1.218 milioni). L'impegno effettivo rispetto al valore nominale delle garanzie ammonta a €5.223 milioni e tiene conto dell'avanzamento delle attività e dei finanziamenti rimborsati (€5.790 milioni al 31 dicembre 2024).

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 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Impegni	77.006	84.129
Rischi	856	1.046
	77.862	85.175

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 €72.797 milioni (€79.858 milioni al 31 dicembre 2024). Il decremento di €7.061 milioni è stato determinato principalmente da differenze di cambio e dalla chiusura della parent company guarantee relativa a Eni RAK BV (€1.924 milioni); (ii) la parent company guarantee per un ammontare complessivo di €3.402 milioni (€3.849 milioni al 31 dicembre 2024) 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 in Italia e in Spagna per €560 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2024). I rischi riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €610 milioni (€772 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €236 milioni (€264 milioni al 31 dicembre 2024).

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 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.

Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), dal 2023 Eni ha cessato dal fare prelievi di gas naturale dai contratti in essere con Gazprom per la commercializzazione nei mercati UE nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti. Eni prevede che tale situazione si protrarrà anche nel 2026.

Nell'ambito delle cessioni di asset oil&gas, incluse transazioni concluse in esercizi precedenti, gli obblighi di abbandono e ripristino siti potrebbero ritornare in capo al venditore qualora l'acquirente non adempia agli obblighi dovuti.

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 2025 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 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 industriale 2026-2030 e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, 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 industriale 2026-2030 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 particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato – liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi 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. 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 un 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 2025 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- in linea rispetto a quello di fine 2024. Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2025 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2024) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.



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

(€ milioni)	2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	10,29	4,45	7,48	4,45	13,03	3,92	5,95	7,50
Tasso di cambio ^(a)	7,99	0,07	2,07	0,43	5,47	0,07	1,65	0,69

(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.

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

(€ milioni)	2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	34,93	2,79	16,37	2,79	69,66	6,20	24,10	6,32
Trading ^(b)	1,34	0,30	0,63	0,37	1,74	0,21	0,53	0,31

(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 GGP, 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) L'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)	2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro	0,64	0,53	0,58	0,54	0,60	0,20	0,40	0,60

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

(\$ milioni)	2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA	0,18	0,12	0,15	0,16	0,20	0,10	0,10	0,10

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 programmi di sviluppo dell'azienda. A tal fine, Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine ed 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, ad un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.

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 2025 il programma risulta utilizzato per €12,8 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 nel corso del 2025 ha rivisto il rating di Eni da Baa1 a A3 con outlook Stabile 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.

Al 31 dicembre 2025 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
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	
31 dicembre 2025							
Passività finanziarie	7.982	2.793	5.492	1.944	2.139	7.908	28.258
Passività per beni in leasing	1.250	751	581	478	434	2.241	5.735
Passività per strumenti finanziari derivati	827	41	23	14	12	56	973
	10.059	3.585	6.096	2.436	2.585	10.205	34.966
Interessi su debiti finanziari	811	699	595	418	360	2.529	5.412
Interessi su passività per beni in leasing	302	244	206	176	150	553	1.631
	1.113	943	801	594	510	3.082	7.043
Garanzie finanziarie	4						4

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	
31 dicembre 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	6.433
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

Le passività per beni in leasing comprensive della quota interessi sono riferibili per €1.082 milioni (€925 milioni al 31 dicembre 2024) 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.

Il decremento di €1.102 milioni delle garanzie finanziarie è stato determinato dall'estinzione dei contratti autonomi rilasciati a favore di banche e alla società petrolifera di Stato del Mozambico ENH nell'interesse del consorzio dei finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral.

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2026	2027-2030	Oltre	
31 dicembre 2025				
Debiti commerciali	13.901			13.901
Altri debiti e anticipi	6.360	74	111	6.545
	20.261	74	111	20.446

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2025	2026-2029	Oltre	
31 dicembre 2024				
Debiti commerciali	15.170			15.170
Altri debiti e anticipi	6.922	59	121	7.102
	22.092	59	121	22.272



PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI¹

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 possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale 2026-2030 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 2026 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						Totale
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	911	748	581	539	565	10.362	13.706
Costi relativi a fondi ambientali	812	563	438	341	319	1.099	3.572
Impegni di acquisto^(b)	16.750	13.397	12.393	11.372	9.068	62.467	125.447
- Gas							
. take-or-pay	14.757	12.643	11.756	11.138	8.901	62.230	121.425
. ship or pay	632	271	254	225	159	211	1.752
- Altri impegni di acquisto	1.361	483	383	9	8	26	2.270
Altri Impegni	6	15					21
- Memorandum di intenti Val d'Agri	6	15					21
Totale^(c)	18.479	14.723	13.412	12.252	9.952	73.928	142.746

(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 €404 milioni.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo piano industriale 2026-2030 Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €29 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
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	
Impegni per investimenti committed	6.250	4.847	3.932	2.871	1.984	304	20.188

¹ I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.



ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2025			2024		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
Conto economico		Altre componenti dell'utile complessivo	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)	6.991	235		6.797	388	
Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	(18)	559		(1.119)	(73)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value ^(c)	1.329	242	(30)	1.395	227	62
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	13.216	(18)		17.753	(106)	
Crediti finanziari ^(e)	4.756	(49)		4.238	233	
Titoli ^(a)	63	1		62	1	
Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	20.446			22.273	(153)	
Debiti finanziari ^(f)	28.502	(296)		30.390	(1.176)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura ^(g)	(83)	(262)	865	7	(95)	(912)

(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 €641 milioni di proventi (oneri per €352 milioni nel 2024) 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 €11 milioni di svalutazioni nette (€168 milioni di svalutazioni nette nel 2024) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €7 milioni di oneri (proventi per €62 milioni nel 2024), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €26 milioni (€27 milioni di interessi attivi nel 2024).

(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 €222 milioni (€175 milioni di interessi attivi nel 2024) e rivalutazioni nette per €1 milione (€22 milioni di svalutazioni nette nel 2024).

(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 €861 milioni (€897 milioni di interessi passivi nel 2024).

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

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 dicembre 2025			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	17.017	4.581	12.436
Altre attività correnti	5.076	1.133	3.943
Altre attività non correnti	2.852	13	2.839
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.842	4.581	20.261
Altre passività correnti	5.172	1.133	4.039
Altre passività non correnti	3.403	13	3.390
31 dicembre 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

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €4.581 milioni (€4.429 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.133 milioni (€1.508 milioni al 31 dicembre 2024) e altre attività e passività per €13 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2024).



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 – Discarica di Minciaredda, 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 "Minciaredda", 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 Minciaredda, 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.
- ii. Raffineria di Gela SpA e Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barriera realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. 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. La sentenza è stata impugnata dalla Procura della Repubblica di Gela. Si è dunque incardinato il giudizio di Appello innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.
- iii. 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, 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. In data 19 febbraio 2026 la Corte d'Appello di Potenza ha emesso sentenza di assoluzione nei confronti di Eni, ex D.lgs. 231/01, e dei suoi dipendenti, revocando altresì la confisca che era stata disposta quale asserito ingiusto profitto del reato.

- iv. 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 ricostituita. 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 indeterminatezza dell'imputazione nei confronti dell'ente, restituendo gli atti al GUP e determinando così una regressione del processo a carico della Società alla fase dell'udienza preliminare, in vista della quale il Pubblico Ministero ha integrato il capo d'imputazione. All'esito della discussione, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dell'Ente avanti al Tribunale di Potenza.
- v. Raffineria di Gela SpA e Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) 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 stato trasferito dinanzi al Tribunale di Agrigento per competenza territoriale. In data 26 novembre 2025, in esito all'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Agrigento ha pronunciato la sentenza con la quale ha assolto l'AD pro-tempore di EniMed e la società EniMed imputata ai sensi del D.lgs. 231/01.
- vi. 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.



- vii. 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 – ovvero 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. L'ordinanza del GIP di Siracusa con la quale era stata negata l'autorizzazione alla prosecuzione dell'attività produttiva del petrolchimico è stata successivamente revocata dal tribunale di Siracusa. Il GIP ha proposto ricorso in Cassazione avverso tale provvedimento. Nel frattempo, il procedimento penale rimane tuttora pendente in fase di indagini.
- viii. 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.
- ix. 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.
- x. 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.
- xi. 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.

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

xiii. 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 dei danni conseguenti all'evento. Il procedimento pende tuttora nella fase delle indagini preliminari.

xiv. Enimed SpA – tentativo di inquinamento ambientale. L'indagine vede coinvolti gli ultimi tre AD della Società Enimed SpA e dipendenti della stessa che, dal 2020 a seguire, hanno svolto le funzioni di responsabile HSE e Permitting, responsabile OPEM e TECEM, capo centrale, capo campi e capo impianti, nonché la Enimed SpA. ex D.lgs. 231/2001, per l'ipotesi di reato di concorso in tentativo di inquinamento ambientale per avere asseritamente omesso, ciascuno rispetto al proprio ambito di competenza, di adottare le giuste precauzioni necessarie a prevenire la dispersione in ambiente, non realizzatasi, del prodotto c.d. flussante. In data 14 gennaio 2025 la Procura della Repubblica di Gela ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari e, successivamente, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. Il procedimento è pendente in fase di udienza preliminare.

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. Con riguardo ad alcune contestazioni avanzate da RoK, il tribunale arbitrale ha emesso un partial award in parte favorevole alla Rok, in parte al consorzio, senza quantificazioni. Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrali 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. Nel febbraio 2026 il consorzio ha promosso un arbitrato ICSID per tutelare



l'investimento a fronte delle contestazioni della RoK relative alla gestione dello zolfo. Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrali alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e, pertanto, al momento non è possibile stimare l'esito del procedimento.

- iii. Novamont SpA – Procedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nei confronti di Novamont SpA e Eni SpA per presunto abuso di posizione dominante nel mercato dei bio-compound.** Nel 2024 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) 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, in particolare i biocompound per la realizzazione di sacchetti di plastica destinati alla grande distribuzione. Il 24 giugno 2025, l'AGCM confermando gli addebiti formalizzati a conclusione della fase istruttoria nei confronti di Novamont e di Eni SpA, quest'ultima per il periodo successivo alla data di acquisizione del controllo (18 ottobre 2023), ha irrogato una sanzione amministrativa di complessivi €32 milioni (di cui circa 2 milioni in solido alle due società) per gli asseriti abusi di posizione dominante nei mercati di riferimento nel periodo 1° gennaio 2018 - 31 dicembre 2023. L'AGCM ha diffidato Novamont ed Eni a interrompere i comportamenti distorsivi dandone prova all'Autorità entro un termine indicato. La Società ritiene di avere validi elementi di difesa a sostegno della correttezza del proprio operato da far valere nelle successive fasi di opposizione al provvedimento dell'AGCM; è stato pertanto presentato ricorso giurisdizionale al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo.
- 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 coinsediate 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 precedente 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. 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.
- vi. 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 (MITENI 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 ha impugnato la sentenza. Sono in corso interlocuzioni tra le società coinvolte per verificare la possibilità di un accordo riguardante i costi della bonifica del sito.

vii. 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 in giudizio davanti alla Corte di Cassazione. Il 30 gennaio 2026 il giudice ha respinto la richiesta attorea di aprire una fase istruttoria. Il giudizio prosegue.

viii. 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.

ix. Eni Rewind SpA/Regione Calabria-Provincia e Comune di Crotona-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 Crotona 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 Crotona e il Comune di Crotona 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 Crotona. 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 Crotona, 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 Crotona 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. La sentenza del TAR del giugno 2025, pur avvalorando la posizione degli enti, non rappresenta uno sviluppo negativo, poiché il Ministero ha avviato un procedimento volto a definire le modalità di prosecuzione degli interventi ambientali.

- x. Eni SpA – Procedimento dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nei confronti di Eni SpA per presunta intesa illecita sul valore della “componente bio” dei carburanti per autotrazione.** Il 19 luglio 2023 l’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha comunicato a Eni SpA l’avvio di un’istruttoria nei suoi confronti per un’asserita intesa con i concorrenti sul costo della componente bio dei carburanti venduti in Italia, in violazione della normativa antitrust, attuata secondo l’Autorità attraverso scambio di informazioni e altre iniziative finalizzati a coordinare i prezzi finali di vendita (dall’1/1/2023 l’attività di vendita retail di carburanti è stata conferita alla controllata Enilive SpA). L’Autorità ha formalizzato tale impianto accusatorio a conclusione della fase istruttoria, a seguito della quale ha depositato le proprie risultanze (Comunicazione delle Risultanze Istruttorie). Il 26 settembre 2025 l’Autorità ha notificato a Eni una sanzione di significativo ammontare per le presunte pratiche commerciali in violazione della normativa sulla concorrenza. Eni ritiene che le conclusioni dell’Autorità siano infondate e di avere agito in trasparenza e nel pieno rispetto delle normative antitrust e per questi motivi tutelerà con determinazione le proprie ragioni presso le sedi competenti; il 25 novembre 2025 Eni ha notificato il ricorso giurisdizionale innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo.

2. Procedimenti chiusi

- i. Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Il procedimento penale avviato nel 2017 dalla Procura di Crotone avente a oggetto le attività di bonifica del sito svolte da Eni Rewind è stato archiviato senza alcun addebito per la società Eni.
- ii. Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il procedimento penale relativo all’incidente mortale occorso in una piattaforma Eni nel 2019 che coinvolse due contrattisti si è concluso con l’assoluzione definitiva dei dipendenti Eni indagati e dell’Ente stesso indagato ai sensi del D.Lgs 231/2001.
- iii. Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** Si è concluso il procedimento penale promosso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti delle controllate Eni Rewind SpA/Raffineria di Gela SpA e di alcuni loro dipendenti avente a oggetto presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti, nell’ambito delle attività di decommissioning e bonifica di alcune aree dismesse della Raffineria di Gela eseguite da Eni Rewind anche per conto di altre società coinsediate. Il Tribunale di Gela ha emesso sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. La sentenza non è stata impugnata ed è dunque passata in giudicato.
- iv. Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.** Il procedimento civile di richiesta di risarcimento danni per il presunto nesso di causalità tra talune patologie e il livello di inquinamento del sito di Gela si è concluso senza alcun addebito nei confronti dell’Eni.

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



sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia, non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del 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 2025, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 16,4 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 5,1 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,3 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni, con consegna nel 2026.



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
2025							
Ricavi della gestione caratteristica	37.109	13.102	5.223	16.337	10.118	262	82.151
Ricavi per vendita di greggi	27.394		7				27.401
Ricavi per vendita di prodotti petroliferi	4.316		1.526	15.818			21.660
Ricavi per vendita di gas naturale e GNL	4.899	9.982	1		3.640		18.522
Ricavi per vendita di prodotti petrolchimici			2.954				2.954
Ricavi per vendita di energia elettrica		2.534	1		3.994		6.529
Ricavi per vendita di altri prodotti	49	2	370	88	77	63	649
Ricavi per servizi	451	584	364	431	2.407	199	4.436
Ricavi per prodotti e servizi venduti	37.109	13.102	5.223	16.337	10.118	262	82.151
Tempistiche di trasferimento beni/servizi							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	36.694	12.945	5.169	16.337	10.111	138	81.394
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	415	157	54		7	124	757
2024							
Ricavi della gestione caratteristica	38.875	15.061	5.881	18.670	10.124	186	88.797
Ricavi per vendita di greggi	28.151						28.151
Ricavi per vendita di prodotti petroliferi	4.058		1.518	18.165			23.741
Ricavi per vendita di gas naturale e GNL	6.039	12.480	2		3.620		22.141
Ricavi per vendita di prodotti petrolchimici	253		3.667				3.920
Ricavi per vendita di energia elettrica		2.244	1		4.073		6.318
Ricavi per vendita di altri prodotti	40	16	326	62	67	7	518
Ricavi per servizi	334	321	367	443	2.364	179	4.008
Ricavi per prodotti e servizi venduti	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 vendita di greggi	25.685						25.685
Ricavi per vendita di prodotti petroliferi	5.219		1.847	18.442			25.508
Ricavi per vendita di gas naturale e GNL	5.881	16.638			4.431		26.950
Ricavi per vendita di prodotti petrolchimici	766		3.619				4.385
Ricavi per vendita di energia elettrica		2.420			4.832		7.252
Ricavi per vendita di altri prodotti	44	38	305	28	91	3	509
Ricavi per servizi	366	372	417	407	1.686	180	3.428
Ricavi per prodotti e servizi venduti	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



(€ milioni)	2025	2024	2023
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	287	87	642
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi passati	(128)	7	1.087

Per effetto delle sanzioni internazionali nei confronti di società upstream della Russia, joint operator di Eni in progetti operati, in applicazione delle clausole contrattuali che regolano i relativi JOA, Eni è subentrata nella titolarità dei diritti e delle obbligazioni del partner sanzionato procedendo pertanto a rilevare le quote di produzioni, ricavi per €87 milioni, costi di pertinenza del partner e sospendendo il margine economico delle operazioni.

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)	2025	2024	2023
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	25	48	27
Altri proventi	1.453	2.369	1.072
	1.478	2.417	1.099

Gli altri proventi comprendono: (i) €160 milioni (€194 milioni e €121 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni; (ii) nel 2024 €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.

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)	2025	2024	2023
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	51.014	54.204	58.170
Costi per servizi	12.433	12.217	11.512
Costi per godimento di beni di terzi	1.356	1.512	1.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.117	1.397	1.369
Altri oneri	1.694	2.073	1.746
	67.614	71.403	74.229
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(368)	(227)	(367)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(190)	(62)	(26)
	67.056	71.114	73.836

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici del settore Exploration & Production per €174 milioni (€186 milioni e €205 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).

I costi di ricerca e sviluppo e miglioramento tecnologico privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €207 milioni (€178 milioni e €166 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €984 milioni (€1.122 milioni e €1.138 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza riguardano: (i) l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €599 milioni (accantonamento netto di €848 milioni e di €559 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023); (ii) il rilascio netto al fondo abbandono e ripristino siti e social project di €9 milioni (accantonamento netto di €300 milioni e di €305 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023); (iii) l'accantonamento netto del fondo rischi per contenziosi di €268 milioni (accantonamento netto di €40 milioni e rilascio netto di €87 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023). 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.



COSTO LAVORO

(€ milioni)	2025	2024	2023
Salari e stipendi	2.620	2.665	2.427
Oneri sociali	541	527	497
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	64	96	156
Altri costi	135	123	196
	3.360	3.411	3.276
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(116)	(139)	(131)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(15)	(10)	(9)
	3.229	3.262	3.136

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €70 milioni (€66 milioni e €56 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023) e oneri per programmi a contributi definiti per €110 milioni (€104 milioni e €102 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).

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)	2025		2024		2023	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	902	18	933	19	944	19
Quadri	9.315	89	9.257	90	9.157	84
Impiegati	15.965	452	16.086	431	15.810	420
Operai	5.414	266	5.719	282	5.937	294
	31.596	825	31.995	822	31.848	817

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 2025.

Sono in essere due piani di Incentivazione di lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025 ratificati dall'Assemblea degli azionisti che prevedono l'attribuzione fino a un massimo rispettivamente di 20 milioni e 16 milioni di azioni proprie ciascuno articolato in tre attribuzioni annuali, destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali con responsabilità strategiche o critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico. Le assegnazioni sono a titolo gratuito al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio.

Le caratteristiche di vesting dei Piani sono collegate al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla Società in termini di risultati finanziari, apprezzamento delle azioni rispetto a un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") e raggiungimento di determinati KPI di sostenibilità ambientale e riduzione delle emissioni.

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. I piani prevedono clausole di lock-up e di claw back. Complessivamente, alla grant date sono state attribuite, al conseguimento delle condizioni di vesting, 5,78 milioni di azioni con un fair value medio ponderato di €10,6 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) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione, ridotto dei dividendi attesi nel vesting period, considerando la volatilità del titolo, le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni sottoposte a clausola di lock-up.



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 €20 milioni (€23 milioni e €20 milioni rispettivamente nel 2024 e 2023) 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 2025, si è proceduto all'assegnazione di azioni gratuite da parte di Eni ai dipendenti a ruolo in Italia (come già accaduto nel 2024) e all'Estero che non potranno essere trasferite e/o cedute dai dipendenti per 3 anni dalla data di assegnazione (periodo di lock-up).

Alla grant date 2025 (27 novembre 2025) sono state attribuite complessivamente da parte di Eni n. 3.289.345 azioni e alla grant date 2024 (27 novembre 2024) n. 3.102.700 azioni.

I costi relativi al Piano di Azionariato Diffuso, rilevati come componente del costo lavoro in contropartita alle riserve di patrimonio netto, ammontano a €15 milioni (€1 milione nel 2024).

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Salari e stipendi	24	39	35
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	4	3
Altri benefici a lungo termine	16	23	19
	42	66	57

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,8 milioni, €12,9 milioni e €13,9 milioni rispettivamente per gli esercizi 2025, 2024 e 2023. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,5 milioni, €0,5 milioni e €0,6 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2025, 2024 e 2023. 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.



31 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2025	2024	2023
Proventi finanziari	7.196	7.715	7.417
Oneri finanziari	(8.170)	(8.980)	(8.113)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico	235	388	284
Strumenti finanziari derivati	(80)	278	(61)
Proventi (oneri) finanziari	(819)	(599)	(473)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(774)	(827)	(667)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	243	367	250
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(8)	21	34
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(252)	(358)	(207)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(348)	(314)	(267)
- Interessi attivi verso banche	191	294	356
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	205	161	14
	(743)	(656)	(487)
Differenze attive (passive) di cambio	133	(38)	255
Strumenti finanziari derivati	(80)	278	(61)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	39	44	153
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	122	222	94
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(250)	(261)	(341)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(40)	(188)	(86)
	(129)	(183)	(180)
	(819)	(599)	(473)

(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.

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)	2025	2024	2023
Dividendi	242	227	255
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	77	562	430
Altri proventi (oneri) netti	107	195	423
	426	984	1.108

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €156 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €21 milioni (rispettivamente €166 milioni e €22 milioni nel 2024 e €179 milioni e €55 milioni nel 2023).



Le plusvalenze da vendite si riferiscono: (i) per €46 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione a Global Infrastructure Partners del 49,99% del capitale di Eni CCUS Holding Ltd che opera, attraverso le sue controllate, i progetti Liverpool Bay e Bacton nel Regno Unito e il progetto L10-CCS nei Paesi Bassi; (ii) per €32 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 1,27% del capitale di Ithaca Energy Plc avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €86 milioni alla plusvalenza generata dalla allocazione del prezzo di acquisto di un'ulteriore quota nella E&E Algeria Touat BV e per €27 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della quota mantenuta nella Eni CCUS Holding Ltd.

Le plusvalenze da vendite del 2024 si riferivano 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 comprendevano il realizzo di effetti rilevati ad utile complessivo per €9 milioni.

Gli altri proventi netti del 2024 si riferivano 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 di SeaCorridor.

33 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2025	2024	2023
Imposte correnti			
- imprese italiane	6	(255)	97
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.671	4.946	5.349
- altre imprese estere	128	22	185
	3.805	4.713	5.631
Imposte differite e anticipate nette			
- imprese italiane	(379)	(1.433)	(137)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(279)	294	(22)
- altre imprese estere	(127)	151	(104)
	(785)	(988)	(263)
	3.020	3.725	5.368

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €118 milioni.

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 2025 e 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 2024 e nel 2023) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Utile (perdita) ante imposte	5.778	6.489	10.228
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	1.387	1.557	2.455
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.692	3.452	3.036
- effetto Irap delle società italiane	56	(15)	91
- effetto tassazione distribuzione riserve	50	147	106
- effetto imposte estere di società italiane	47	108	14
- effetto tassazione dividendi infragruppo	46	82	7
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	9	6	48
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(30)	(30)	(26)
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(260)	(1.470)	(221)
- effetto plusvalenze da cessione/conferimento		(38)	(96)
- altre motivazioni	23	(74)	(46)
	1.633	2.168	2.913
Imposte effettive	3.020	3.725	5.368

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €1.653 milioni (rispettivamente, €3.403 milioni e €3.026 milioni nel 2024 e 2023).

Il tax rate effettivo del 2025 è pari al 52,3% (rispettivamente, 57,4% e 52,5% per il 2024 e 2023) e risente della maggiore incidenza sull'utile ante imposte consolidato dei risultati ottenuti nelle giurisdizioni estere del settore Exploration & Production con tax rate più elevati della media di Gruppo.

34 Utile (perdita) per azione

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

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2025 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario 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.

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

		2025	2024	2023
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.024.753.353	3.167.006.396	3.303.766.512
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.350.799	6.369.161	6.352.583
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		56.975.836	56.975.836	17.014.702
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		3.088.079.988	3.230.351.393	3.327.133.797
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	2.608	2.624	4.771
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(237)	(132)	(109)
Utile netto di competenza Eni per utile semplice	(€ milioni)	2.371	2.492	4.662
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	31	31	9
Utile netto di competenza Eni per utile diluito	(€ milioni)	2.402	2.523	4.671
Utile per azione semplice	(€ per azione)	0,78	0,79	1,41
Utile per azione diluito	(€ per azione)	0,78	0,78	1,40



35 Informazione per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

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

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 2025 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 certificati 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, conservazione delle foreste e produzione di bioenergia, 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.



Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enlive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2025									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	50.367	17.120	18.179	19.120	10.168	114.954			
- a dedurre: ricavi infrasettori	(13.258)	(4.018)	(12.956)	(2.783)	(50)	(33.065)			
Ricavi da terzi	37.109	13.102	5.223	16.337	10.118	81.889	262		82.151
Risultato operativo	6.302	1.770	(2.485)	499	153	6.239	(1.499)	270	5.010
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(335)	93	(346)	(42)	(43)	(673)	(491)	47	(1.117)
Ammortamenti	(6.061)	(279)	(146)	(294)	(451)	(7.231)	(153)	35	(7.349)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.135)	(17)	(482)	(60)	(7)	(1.701)	(96)		(1.797)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	54	35	31	60		180	35		215
Radiazioni	(30)		(1)		(2)	(33)			(33)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.116	32	120	(53)	(33)	1.182	(21)		1.161
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.407	4.988	6.377	6.117	13.622	91.511	2.630	(253)	93.888
Attività non direttamente attribuibili ^(b)									43.181
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.562	417	2.354	796	1.139	12.268	887		13.155
Passività direttamente attribuibili ^(a)	19.934	4.691	4.153	3.303	5.490	37.571	5.239	(90)	42.720
Passività non direttamente attribuibili ^(b)									41.562
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.678	109	663	468	764	8.682	587	(40)	9.229
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
Radiazioni	(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	101.702	2.712	(457)	103.957
Attività non direttamente attribuibili ^(b)									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 ^(b)									45.471
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.055	110	632	416	887	8.100	408	(23)	8.485

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo. Non comprendono attività/passività di natura finanziaria, partecipazioni e attività/passività per imposte sul reddito.

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



(€ 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
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 ^(b)									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 ^(b)									44.096
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.135	119	556	428	636	8.874	360	(19)	9.215

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo. Non comprendono attività/passività di natura finanziaria, partecipazioni e attività/passività per imposte sul reddito.

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

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2025								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	26.971	8.662	2.531	5.796	18.460	29.859	1.609	93.888
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.829	673	388	260	2.486	3.476	117	9.229
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

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2025	2024	2023
Italia	28.647	30.994	33.450
Resto dell'Unione Europea	15.979	15.975	18.271
Resto dell'Europa	14.866	16.493	18.476
Americhe	6.215	7.908	7.004
Asia	9.675	9.114	7.404
Africa	6.731	8.285	9.057
Altre aree	38	28	55
	82.151	88.797	93.717



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) i contributi a Eni Foundation e a Fondazione Eni Enrico Mattei, soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e di ricerca. Le transazioni verso questi soggetti sono immateriali.

Non vi sono state transazioni rilevanti con amministratori, revisori dei conti o loro affiliati.

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 2025" che si considera parte integrante delle presenti note.



RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

(€ milioni)	31 dicembre 2025			2025		
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	135		1	333	
Cardón IV SA	1	134		4		
Coral FLNG SA	12		1.247	21		
Eni CCUS Holding	118		1.218			
Gruppo Azule	119	361	2.939	93	1.643	
Gruppo Saipem	41	136	9	9	536	
Gruppo SeaCorridor	67	19		2	266	
Gruppo Vårgrønn	1		678	1		
In Salah Gas Ltd		57			279	
Ithaca Energy Plc	146	73		12	535	(553)
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	119		2	992	
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	8	13		3	61	
Mellitah Oil & Gas BV	56	241		10	1.031	
Petrobel Belayim Petroleum Co	13	470		5	778	
Societe' Centrale Electrique du Congo SA	91			79		
Società Oleodotti Meridionali SpA	22	500		25	16	
St. Bernard Renewables Llc	1		98	1	9	
Vår Energi ASA	26	1.321	1.948	61	5.523	(1)
Altre ^(a)	78	65	26	108	224	
	830	3.644	8.163	437	12.226	(554)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	170	1		9		
VME Oilfield Chemicals Llc			112			
Altre	19	10	21	21	14	
	189	11	133	30	14	
	1.019	3.655	8.296	467	12.240	(554)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	22	19			87	
Gruppo Enel	89	183		45	650	66
Gruppo Italgas	2	190		7	718	
Gruppo Snam	110	247		77	1.086	
Gruppo Terna	62	75		266	343	5
GSE - Gestore Servizi Energetici	112	100		2.147	1.861	219
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3			99		
Altre ^(a)	23	51		97		
	423	865		2.738	4.745	290
Altri soggetti correlati						
		4		1	39	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»						
	216	307		52	729	
Totale	1.658	4.831	8.296	3.258	17.753	(264)

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



(€ milioni)	31 dicembre 2024			2024		
	Credit 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 Vårgrønn	1		886			
Ithaca Energy Plc	188	76			366	(138)
Karachaganak Petroleum Operating BV	31	292			1.198	
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.



(€ milioni)	31 dicembre 2023			2023		Altri proventi (oneri) operativi
	Credit 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	
Mellitah 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	
Groupement 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.



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, Petrobel 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 SA verso la compagnia di Stato PDVSA;
- 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;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni CCUS Holding a fronte della vendita delle attività CCUS nel Regno Unito e Paesi Bassi;
- 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 prevalentemente a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la vendita di gas alla In Salah Gas Ltd;
- il credito nell'ambito della business combination realizzata lo scorso esercizio, l'acquisto di greggi e condensati e la stipula di contratti derivati su commodity dal gruppo Ithaca Energy;
- l'acquisto di elastomeri da Lotte Versalis Elastomers Co Ltd;
- 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;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- le garanzie rilasciate pro quota nell'interesse di St. Bernard Renewables Llc a favore di fornitori per le operazioni di acquisto feedstock;
- 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 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, 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 €25 milioni e debiti per contributi da versare per €3 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 versati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €4 milioni e €5 milioni e ricavi verso Eni Foundation per €1 milione.



RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

(€ milioni)	31 dicembre 2025			2025		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari e strumenti derivati	Oneri finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	417			20		
E&E Algeria Touat BV		56				
Eni CCUS Holding	123					
Gruppo Saipem		247			11	
Mozambique Rovuma Venture SpA	2.318	91		147	11	
Altre ^(a)	70	57	4	45	49	
	2.928	451	4	212	71	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre ^(a)	41	55		2	1	
	41	55		2	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		52			2	
Altre		35		1	3	(18)
		87		1	5	(18)
Totale	2.969	593	4	215	77	(18)

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

(€ milioni)	31 dicembre 2024			2024		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari e strumenti derivati	Oneri finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
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)



(€ milioni)	31 dicembre 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

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;
- - il deposito di disponibilità monetarie presso le finanziarie di Gruppo per la E&E Algeria Touat BV;
- il finanziamento concesso alla Eni CCS Holding, nell'ambito dell'accordo con il partner Global Infrastructure Partners;
- 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.

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.

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 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	3.710	2.357	63,53	1.085	48	4,42
Crediti commerciali e altri crediti	12.436	1.375	11,06	16.901	1.601	9,47
Altre attività correnti	3.943	76	1,93	3.662	54	1,47
Altre attività finanziarie non correnti	1.109	612	55,18	3.215	2.380	74,03
Altre attività non correnti	2.839	207	7,29	4.011	142	3,54
Passività finanziarie a breve termine	4.929	265	5,38	4.238	136	3,21
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.434	128	3,73	4.582	21	0,46
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.263	108	8,55	1.279	152	11,88
Debiti commerciali e altri debiti	20.261	4.283	21,14	22.092	4.017	18,18
Altre passività correnti	4.039	86	2,13	5.049	34	0,67
Passività finanziarie a lungo termine	20.139	52	0,26	21.570	79	0,37
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.437	40	0,90	5.174	31	0,60
Altre passività non correnti	3.390	462	13,63	4.449	520	11,69



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

(€ milioni)	2025			2024			2023		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	82.151	2.973	3,62	88.797	2.997	3,38	93.717	4.322	4,61
Altri ricavi e proventi	1.478	285	19,28	2.417	279	11,54	1.099	156	14,19
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(67.056)	(17.769)	26,50	(71.114)	(17.404)	24,47	(73.836)	(15.885)	21,51
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(11)	(1)	9,09	(168)	(2)	1,19	(249)	5	..
Costo lavoro	(3.229)	17	..	(3.262)	3	..	(3.136)	(8)	0,26
Altri proventi (oneri) operativi	641	(264)	..	(352)	201	..	478	17	3,56
Proventi finanziari	7.196	215	2,99	7.715	198	2,57	7.417	155	2,09
Oneri finanziari	(8.170)	(77)	0,94	(8.980)	(57)	0,63	(8.113)	(28)	0,35
Strumenti finanziari derivati	(80)			278			(61)	1	..
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	426	(18)	..	984	(12)	..	1.108	445	40,16

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

(€ milioni)	2025	2024	2023
Ricavi e proventi	3.258	3.276	4.478
Costi e oneri	(15.198)	(15.056)	(13.539)
Altri proventi (oneri) operativi	(264)	201	17
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	691	(61)	1.916
Interessi	138	132	117
Flusso di cassa netto da attività operativa	(11.375)	(11.508)	(7.011)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.555)	(2.347)	(2.349)
Disinvestimenti in partecipazioni			440
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	93	(292)	504
Variazione crediti finanziari	(719)	(501)	(290)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.181)	(3.140)	(1.695)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(407)	(20)	(162)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(407)	(20)	(162)
Variazione disponibilità liquide e equivalenti		(3)	(7)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(14.963)	(14.671)	(8.875)

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

(€ milioni)	2025			2024			2023		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.330	(11.375)	..	13.092	(11.508)	..	15.119	(7.011)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(9.298)	(3.181)	34,21	(9.817)	(3.140)	31,99	(9.365)	(1.695)	18,10
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.596)	(407)	11,32	(5.380)	(20)	0,37	(5.668)	(162)	2,86



37 Altre informazioni sulle partecipazioni²

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 Enilive posseduto da Eni al 70% e al gruppo Plenitude posseduto da Eni al 70% 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 Enilive	Gruppo Plenitude		Gruppo EniPower	
	2025	2025	2024	2025	2024
Non controlling interest (%)	30,00	30,00	7,58	49,00	49,00
Attività correnti	5.607	3.725	4.571	851	695
Attività non correnti	4.683	12.053	11.185	927	934
Passività correnti	5.605	4.482	4.626	839	709
Passività non correnti	1.786	5.351	5.156	29	31
Ricavi	19.120	10.168	10.179	1.142	962
Utile netto dell'esercizio	344	(3)	803	126	167
Totale utile complessivo dell'esercizio	268	(158)	821	126	167
Flusso di cassa netto da attività operativa	771	1.196	916	206	178
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(542)	(1.206)	(1.389)	(77)	(92)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	435	(13)	(85)	1	(18)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	773	104	(23)	21	(9)
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	87	6	54	64	85
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	212	9	5	56	41

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2025 è di €4.847 milioni (€2.863 milioni al 31 dicembre 2024) e comprende l'obbligazione subordinata perpetua di Eni Marine Services SpA di €1.701 milioni (€1.924 milioni al 31 dicembre 2024). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 26 – Patrimonio netto – Interessenze di terzi.

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Il 6 marzo 2025 Eni e il fondo di private equity KKR hanno finalizzato l'operazione di investimento da parte di KKR relativa a un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Enilive con un incasso complessivo per Eni di €2.968 milioni compreso un aumento di capitale pari a €500 milioni. Successivamente, l'11 aprile 2025 Eni e KKR hanno completato un'operazione analoga alla precedente per un investimento di un ulteriore 5% per il corrispettivo di €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.

Il 31 marzo 2025 è stato perfezionato l'aumento della partecipazione di Energy Infrastructure Partners (EIP) nel capitale sociale di Plenitude, raggiungendo una quota complessiva pari al 10%. L'incremento della partecipazione di EIP è avvenuto attraverso un aumento di capitale di €209 milioni che, tenuto conto di €588 milioni versati a marzo 2024, porta l'investimento complessivo a circa €800 milioni. Il 4 novembre è stato perfezionato tra Eni e il fondo di private equity Ares Capital l'investimento in un'interessenza di minoranza del 20% nel capitale sociale di Plenitude per il corrispettivo di €2.003 milioni.

² L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2025 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025" che costituisce parte integrante delle presenti note.



Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2025

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
2023 Sol IX Llc	Wilmington (USA)	USA	Plenitude	73,62	73,62
Azule 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
Eni CCUS Holding Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	50,01	50,01
E&E Algeria Touat BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Algeria	Exploration & Production	66,00	66,00
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	21,80
SeaCorridor Srl	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Global Gas & LNG Portfolio	50,10	50,10
St. Bernard Renewables Llc	Wilmington (USA)	USA	Enilive	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
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Global Gas & LNG Portfolio	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	35,92	35,92
QatarEnergy LNG NFE (5)	Doha (Qatar)	Qatar	Exploration & Production	25,00	25,00
Vår Energi ASA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	63,04	63,04

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)	2025				
	Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	E&E Algeria Touat BV	Saipem SpA	SeaCorridor Srl
Attività correnti	3.394	395	117	9.122	114
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	507	23	56	1.707	80
Attività non correnti	21.678	1.310	1.224	5.425	578
Totale attività	25.072	1.705	1.341	14.547	692
Passività correnti	4.295	116	33	8.393	93
- di cui passività finanziarie correnti	1.744	116		1.012	29
Passività non correnti	9.657	309	291	3.410	140
- di cui passività finanziarie non correnti	4.956	308		2.094	123
Totale passività	13.952	425	324	11.803	233
Net equity	11.120	1.280	1.017	2.744	459
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	50,00	50,00	66,00	21,80	50,10
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue	(926)	17		(17)	181
Valore di iscrizione della partecipazione	4.634	657	671	581	411
Ricavi e altri proventi	3.917	999	287	15.508	343
Costi operativi	(822)	(961)	(90)	(13.792)	(44)
Altri proventi (oneri) operativi	(47)	(75)			
Ammortamenti e svalutazioni	(2.188)	(57)	(88)	(1.037)	(47)
Risultato operativo	860	(94)	109	679	252
Proventi (oneri) finanziari	(268)	2	(3)	(189)	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni	289	(24)		28	28
Risultato ante imposte	881	(116)	106	518	279
Imposte sul reddito	(238)		(53)	(207)	(214)
Risultato netto	643	(116)	53	311	65
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.212)	(182)	(115)	156	(24)
Totale utile (perdita) complessivo	(569)	(298)	(62)	467	41
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	415	(58)	35	71	32
Dividendi percepiti dalla joint venture	386			72	95



(€ milioni)	2024				
	Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	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	23.042	1.577	1.497	4.844	580
Totale attività	26.223	1.890	1.627	14.519	714
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	12.922	1.574	1.197	2.524	573
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	50,00	50,00	54,00	21,61	50,10
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue	(1.250)	19		(17)	198
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

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

(€ milioni)	2025					
	2023 Sol IX Llc	GreenIT SpA	Mozambique Rovuma Venture SpA	Cardón IV SA	Eni CCUS Holding Ltd	Vårgrønn AS
Risultato netto		5	100	125		(54)
Altre componenti dell'utile complessivo	(24)	(1)	(131)	(87)	(5)	(42)
Totale utile (perdita) complessivo	(24)	4	(31)	38	(5)	(96)

(€ 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)



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)	2025			
	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc	QatarEnergy LNG NFE (5)
Attività correnti	5.730	1.533	980	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	6	595	154	
Attività non correnti	15.401	20.705	6.194	2.863
Totale attività	21.131	22.238	7.174	2.863
Passività correnti	4.857	2.316	1.242	151
- di cui passività finanziarie correnti		199	62	
Passività non correnti	6.373	19.446	3.758	70
- di cui passività finanziarie non correnti	5.995	5.067	1.243	
Totale passività	11.230	21.762	5.000	221
Net equity	9.901	476	2.174	2.642
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	20,00	63,04	35,92	25,00
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue		(300)	(295)	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.980		486	661
Ricavi e altri proventi	23.417	7.164	2.607	
Costi operativi	(21.341)	(1.409)	(815)	(12)
Altri proventi (oneri) operativi	(831)			
Ammortamenti e svalutazioni	(755)	(1.888)	(824)	
Risultato operativo	490	3.867	968	(12)
Proventi (oneri) finanziari	(381)	73	(226)	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni				
Risultato ante imposte	109	3.940	742	(14)
Imposte sul reddito	7	(3.061)	(809)	4
Risultato netto	116	879	(67)	(10)
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.308)	80	(128)	(310)
Totale utile (perdita) complessivo	(1.192)	959	(195)	(320)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	23	602	(15)	(3)
Dividendi percepiti dalla collegata	56	653	161	



(€ milioni)	2024			
	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc	QatarEnergy LNG NFE (5)
Attività correnti	6.719	1.219	946	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	47	268	170	
Attività non correnti	18.130	19.822	7.036	2.658
Totale attività	24.849	21.041	7.982	2.658
Passività correnti	3.835	1.825	1.320	60
- di cui passività finanziarie correnti		68	31	
Passività non correnti	9.640	18.415	3.775	67
- di cui passività finanziarie non correnti	6.543	5.795	994	
Totale passività	13.475	20.240	5.095	127
Net equity	11.374	801	2.887	2.531
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	20,00	63,04	37,17	25,00
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue		(505)	(348)	
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	

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

(€ milioni)	2025	
	ADNOC Global Trading Ltd	Coral FLNG SA
Risultato netto	481	(84)
Altre componenti dell'utile complessivo	(106)	(104)
Totale utile (perdita) complessivo	375	(188)

(€ 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



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 privati¹. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore² di joint venture non incorporate³, 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 cassa⁴.

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 2025, 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)
Eni Foundation	4.898.360
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.000.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.256.520
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Associazione Be Human	500.000
Fondazione Banco dell'energia Ente Filantropico per Fondazione Banco Alimentare ETS	416.771
Associazione della Croce Rossa Italiana	300.000
Fondazione Banco dell'energia Ente Filantropico/Associazione Croce Rossa Italiana ODV	180.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	57.389
Associazione Pionieri e Veterani Eni	51.500
Associazione Civita	44.000
Federazione Nazionale dei Cavalieri del Lavoro	40.000
E4IMPACT Foundation	35.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	28.200
Voluntary Principles Association (VPA)	26.476
Associazione Amici della Luiss Guido Carli	25.000
Fondazione Gasliniesieme ETS	25.000
Associazione Don Bosco 3A ODV	20.000
Comunità Frontiera Lillo Zarba e Vincenzo Fontana ETS	20.000
Parrocchia San Luca Evangelista di Stagno	18.000
Concattedrale "Gran Madre di Dio"	17.000
Parrocchia Santa Lucia	14.500
Fondazione Caritas Livorno	14.000
Avis	14.000
Associazione Cure Palliative Livorno	14.000
Associazione Insieme per Costruire APS	11.000
Associazione Sport Insieme Livorno APS	11.000
President and Fellows of Harvard College	10.426
Parks - Liberi e Uguali	10.000

¹ Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

² 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.

³ Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

⁴ 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.



39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2025, 2024 e 2023 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel 2025, 2024 e 2023 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Successivamente alla chiusura del bilancio, il dispiegarsi del conflitto con l'Iran ha comportato notevoli ripercussioni sulle forniture di petrolio, gas e prodotti raffinati dal Medio Oriente. I mercati energetici hanno registrato una elevata volatilità a causa dell'incertezza circa il futuro andamento dei prezzi degli idrocarburi e dei margini di raffinazione. Allo stato attuale, il conflitto non ha comportato significativi effetti sui risultati e la posizione finanziaria dell'Eni. La scala e la durata del conflitto costituiscono dei fattori di rischio e di incertezza e potrebbero avere conseguenze sugli utili, sul flusso di cassa e sulla posizione finanziaria Eni in futuro.

Il 19 marzo 2026, Eni ha avviato insieme agli attuali soci Ares Alternative Credit (affiliati ad Ares Management Corporation) ed Energy Infrastructure Partners un riassetto della compagine azionaria di Plenitude per definire una nuova governance, con un controllo congiunto fra Eni e Ares e col conseguente deconsolidamento della società dal perimetro di bilancio di Eni al completamento del riassetto. L'operazione è subordinata al rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.



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 & 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
2025									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	19.413	2.878	37.204	17.659	13.229	15.150	11.961	1.447	118.941
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	102	544	957		1.260	341	207	3.433
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	339	27	1.853	752	125	13	24	12	3.145
Immobilizzazioni in corso	727	323	2.846	1.598	731	2.754	375	125	9.479
Costi capitalizzati lordi	20.501	3.330	42.447	20.966	14.085	19.177	12.701	1.791	134.998
Fondi ammortamento e svalutazione	(17.215)	(2.712)	(30.329)	(11.343)	(5.351)	(11.981)	(9.843)	(915)	(89.689)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.286	618	12.118	9.623	8.734	7.196	2.858	876	45.309
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		19.073	717	9.731		261	1.910		31.692
Attività relative a riserve probabili e possibili		205	173	76					454
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		96	10	73			8		187
Immobilizzazioni in corso		1.053	22	2.731		455	221		4.482
Costi capitalizzati lordi		20.427	922	12.611		716	2.139		36.815
Fondi ammortamento e svalutazione		(7.803)	(192)	(3.377)			(1.518)		(12.890)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		12.624	730	9.234		716	621		23.925

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €747 milioni per le società consolidate e per €1.075 milioni per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione a fair value (i) della quota aggiuntiva del 12% acquisita nella società E&E Algeria Touat BV; (ii) della società JAPEX UK Limited e della quota del 46,25% di Spirit Energy acquisite da Ithaca; (iii) della quota del 40% in Ekofisk PPF acquisita da Var Energi.

(€ 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)(c)}		12.205	685	9.744		665	764		24.063

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €830 milioni per le società consolidate e per €996 milioni per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset per le società acquisite dal gruppo Neptune Energy.

(c) Include l'allocazione del fair value degli asset per le società acquisite dal gruppo Neptune Energy e della società Ithaca Energy nel Regno Unito.



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
2025									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			3	68					71
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			7	26		115		3	151
Costi di ricerca	19	15	152	101	2	217	62	4	572
Costi di sviluppo ^(a)	177	53	2.346	1.842	195	1.935	560	162	7.270
Totale costi sostenuti società consolidate	196	68	2.508	2.037	197	2.267	622	169	8.064
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		258		135					393
Costi di sviluppo ^(b)		1.761	26	1.440		133	10		3.370
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2.019	26	1.575		133	10		3.763

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €318 milioni.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €87 milioni.

(€ 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 ^(b)		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

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €73 milioni.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €42 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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 ^(b)		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

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €773 milioni.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €163 milioni.



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
2025									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	1.226	17	1.318	2.190	1.450	2.986	1.159	1	10.347
- vendite a terzi		249	5.650	902	815	398	159	30	8.203
Totale ricavi	1.226	266	6.968	3.092	2.265	3.384	1.318	31	18.550
Costi di produzione	(376)	(97)	(1.025)	(617)	(231)	(411)	(257)	(23)	(3.037)
Costi di trasporto	(4)	(18)	(63)	(3)	(170)	(7)	(10)		(275)
Imposte sulla produzione	(114)	(1)	(246)	(234)		(293)	(100)		(988)
Costi di ricerca	(21)	(10)	(60)	(28)	(2)	(53)	(33)	(4)	(211)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(792)	(119)	(1.669)	(1.639)	(569)	(1.152)	(684)	(116)	(6.740)
Altri (oneri) proventi	(219)	(25)	(273)	(146)	(78)	(381)	(57)	(46)	(1.225)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(300)	(4)	3.632	425	1.215	1.087	177	(158)	6.074
Imposte sul risultato	114	101	(2.190)	(332)	(419)	(512)	(86)	47	(3.277)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(186)	97	1.442	93	796	575	91	(111)	2.797
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate		3.849		703					4.552
- vendite a terzi		1.483	186	1.609			652		3.930
Totale ricavi		5.332	186	2.312			652		8.482
Costi di produzione		(871)	(36)	(676)			(25)		(1.608)
Costi di trasporto		(187)	(13)				(2)		(202)
Imposte sulla produzione			(2)	(31)			(147)		(180)
Costi di ricerca		(138)		(14)					(152)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.352)	(63)	(1.012)		(1)	(67)		(2.495)
Altri (oneri) proventi		163	(1)	34		(2)	(305)		(111)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		2.947	71	613		(3)	106		3.734
Imposte sul risultato		(2.288)	(31)	(206)		1	(13)		(2.537)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		659	40	407		(2)	93		1.197

(a) Include svalutazioni nette per €1.081 milioni.



(€ 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	(827)	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		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.



(€ 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.



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 2025 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di \$70/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 valutazione¹ 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 indipendenti². 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 Eni³.

Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2025 hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2025 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 36% delle riserve Eni al 31 dicembre 2025⁴.

Nel triennio 2023-2025 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'82% 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 assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 60%, 57% e il 55% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2025, 2024 e 2023. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti nel triennio 2023-2025 rappresentano il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti.

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%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2025, 2024 e 2023; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 74.017 milioni di metri cubi nel 2025 (67.395 milioni e 66.192 milioni rispettivamente nel 2024 e 2023); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG partecipata dalla JV Azule costituita al 50% con bp.

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.

¹ Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott e Sproule.

² I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2025".

³ Nel 2025 Azule Energy e Vår Energi.

⁴ Nel 2025 sono inclusi i volumi di Azule Energy, Vår Energi per i quali Eni ha richiesto una Third Party Letter.



Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2025 ammontano a 3.027 milioni di boe, di cui 1.082 milioni di barili di liquidi e 288 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.

Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 805 milioni di barili e di 180 miliardi 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 2024	2.787
Promozioni	(370)
Nuove scoperte ed estensioni	585
Revisioni di precedenti stime	23
Miglioramenti da recupero assistito	26
Portfolio	(24)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2025	3.027

Nel 2025 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 240 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono aumentate di 388 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono diminuite di 148 milioni di boe). Le principali variazioni sono riferite a:

- i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-370 milioni di boe) legata principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi ad asset in Vår Energi in Norvegia, Emirati Arabi Uniti e Azule Energy in Angola;
- ii) nuove scoperte ed estensioni pari a 585 milioni di boe, di cui 97 milioni di boe di liquidi e 488 milioni di boe di gas, risultato dell'iscrizione delle riserve relative a progetti nel Kutei Basin in Indonesia (563 milioni di boe), al campo di Sarb negli Emirati Arabi Uniti (13 milioni di boe), e a progetti minori in Olanda, Norvegia e Angola;
- iii) revisioni di precedenti stime (23 milioni di boe), esclusa la conversione a certe sviluppate, si riferiscono principalmente: all'avanzamento dell'attività di sviluppo negli Emirati Arabi Uniti (54 milioni di boe), in Vår Energi in Norvegia (53 milioni di boe) e in Egitto (41 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione in Libia (-37 milioni di boe) e in Azule Energy in Angola (-63 milioni di boe);
- iv) miglioramenti di recupero assistito per 26 milioni di boe in Iraq sul campo di Zubair;
- v) operazioni di portfolio (-24 milioni di boe), principalmente per la cessione del 30% di Baleine in Costa d'Avorio e di asset in Congo compensate da una acquisizione di una quota in Bonga in Nigeria.



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
2025									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2024	213		458	268	591	578	127		2.235
di cui: sviluppate	129		291	187	539	233	81		1.460
non sviluppate	84		167	81	52	345	46		775
Acquisizioni				7					7
Revisioni di precedenti stime	(7)		123	37	7	48	7		215
Miglioramenti di recupero assistito				7		26			33
Estensioni e nuove scoperte						96			96
Produzione	(9)		(64)	(39)	(42)	(35)	(23)		(212)
Cessioni				(28)					(28)
Riserve al 31 dicembre 2025	197		517	252	556	713	111		2.346
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2024		391	8	226		110	23		758
di cui: sviluppate		207	8	103			23		341
non sviluppate		184		123		110			417
Acquisizioni		3							3
Revisioni di precedenti stime		39	(2)	(6)		1			32
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		10		1					11
Produzione		(62)	(1)	(29)			(3)		(95)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2025		381	5	192		111	20		709
Riserve al 31 dicembre 2025	197	381	522	444	556	824	131		3.055
Sviluppate	123	295	344	314	523	274	100		1.973
consolidate	123		339	202	523	274	80		1.541
joint venture e collegate		295	5	112			20		432
Non sviluppate	74	86	178	130	33	550	31		1.082
consolidate	74		178	50	33	439	31		805
joint venture e collegate		86		80		111			277



(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
<i>di cui: sviluppate</i>	136	24	326	225	576	240	163		1.690
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>		167	6	107			26		306
<i>non sviluppate</i>		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	226		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



(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

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2023 al 2025 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

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.

Nel 2025 sono stati acquisiti 7 milioni di barili in seguito all'aumento di quota in Bonga in Nigeria.

Revisioni di precedenti stime

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 Meleiha e recepiscono l'andamento delle performance dei campi.

Nel 2025 le revisioni di precedenti stime sono pari a +215 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono relative al rinnovo delle licenze in Egitto nell'area del Sinai (+76 milioni di barili) e Algeria nell'area di Zek (+40 milioni di barili); ad attività negli Emirati Arabi Uniti principalmente sul campo di Lower Zakum (+43 milioni di barili), e sul campo di Baleine in Costa d'Avorio (+29 milioni di barili). Le principali revisioni negative sono relative a campi negli Stati Uniti (-9 milioni di barili).

Miglioramenti da recupero assistito

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.

Nel 2025 i miglioramenti da recupero assistito ammontano a 33 milioni di barili per attività in Iraq sul campo di Zubair e in Costa d'Avorio su Baleine.

Estensioni e nuove scoperte

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).

Nel 2025 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 96 milioni di barili, per la progressione delle attività di sviluppo nel Kutei Basin in Indonesia.

Cessioni

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.

Nel 2025 si registrano cessioni pari a 28 milioni di barili legati alle cessioni della partecipazione del 30% del campo di Baleine in Costa d'Avorio e di asset in Congo.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

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.

Nel 2025 le acquisizioni ammontano a 3 milioni di barili, principalmente in Vår Energi in Norvegia e Ithaca Energy nel Regno Unito.

Revisioni di precedenti stime

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.

Nel 2025 le revisioni sono state positive per 32 milioni di barili, e riguardano principalmente Azule Energy e Vår Energi.

Estensioni e nuove scoperte

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.

Nel 2025 le estensioni e nuove scoperte di 11 milioni di barili sono principalmente il risultato dell'iscrizione di nuove riserve in Vår Energi in Norvegia.



Cessioni

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.

Nel 2025 non si registrano cessioni.

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
2025									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2024	23.146	1.532	151.128	54.683	42.167	44.859	2.657	5.347	325.519
di cui: sviluppate	19.633	1.453	76.201	34.159	42.091	22.636	1.578	662	198.413
non sviluppate	3.513	79	74.927	20.524	76	22.223	1.079	4.685	127.106
Acquisizioni			14	37					51
Revisioni di precedenti stime	(2.541)	659	10.832	3.805	(34)	4.133	80	(3.375)	13.559
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		767				71.155			71.922
Produzione ^(a)	(2.146)	(690)	(18.910)	(5.071)	(2.530)	(6.603)	(494)	(233)	(36.677)
Cessioni				(6.315)					(6.315)
Riserve al 31 dicembre 2025	18.459	2.268	143.064	47.139	39.603	113.544	2.243	1.739	368.059
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2024		26.616	6.304	87.832		39.926	32.830		193.508
di cui: sviluppate		15.432	6.304	29.831			32.830		84.397
non sviluppate		11.184		58.001		39.926			109.111
Acquisizioni		2.584	1.150						3.734
Revisioni di precedenti stime		4.204	406	1.994		210	281		7.095
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		6.176		47					6.223
Produzione ^(b)		(4.745)	(806)	(2.766)			(3.002)		(11.319)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2025		34.835	7.054	87.107		40.136	30.109		199.241
Riserve al 31 dicembre 2025	18.459	37.103	150.118	134.246	39.603	153.680	32.352	1.739	567.300
Sviluppate	14.835	20.873	79.600	65.722	39.528	26.043	31.708	1.061	279.370
consolidate	14.835	1.267	72.546	31.128	39.528	26.043	1.599	1.061	188.007
joint venture e collegate		19.606	7.054	34.594			30.109		91.363
Non sviluppate	3.624	16.230	70.518	68.524	75	127.637	644	678	287.930
consolidate	3.624	1.001	70.518	16.011	75	87.501	644	678	180.052
joint venture e collegate		15.229		52.513		40.136			107.878

(a) include volumi destinati all'autoconsumo per 6.146 Mscm.

(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 1.015 Mscm.



(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 6.320 Mscm.

(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 925 Mscm.



(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 ^(b)		(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	67.545	43.766	20.536	38.700	1.652	296.066
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.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2023 al 2025 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

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.

Nel 2025 si registrano 51 milioni di metri cubi per all'acquisizione di una quota in Bonga in Nigeria.

Revisioni di precedenti stime

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 Mboundi 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 totali 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 Brn 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.

Nel 2025 le revisioni totale sono pari a +13.559 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in Algeria (+4.140 milioni di metri cubi) per il rinnovo delle concessioni di Zek, in Libia (+4.093 milioni di metri cubi), principalmente nell'Area D compensate da revisioni negative in Blacktip in Australia (-3.375 milioni di metri cubi) e in Italia (-2.541 milioni di metri cubi) principalmente nell'offshore Adriatico e nel Canale di Sicilia.



Miglioramenti da recupero assistito

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.

Nel 2025 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte

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).

Nel 2025 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 71.922 milioni di metri cubi, principalmente legate all'avanzamento dei progetti nel Kutei Basin in Indonesia (69.229 milioni di metri cubi) e nel campo di Sarb negli Emirati Arabi Uniti (1.926 milioni di metri cubi).

Cessioni

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.

Nel 2025 le cessioni di 6.315 milioni di metri cubi sono legate alle cessioni e della partecipazione del 30% in Baleine in Costa d'Avorio e di asset in Congo.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

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.

Nel 2025 le acquisizioni ammontano a 3.734 milioni di metri cubi relative a Vår Energi in Norvegia, a una quota di Touat in Algeria e ad asset in Ithaca Energy nel Regno Unito.

Revisioni di precedenti stime

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 metri 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.

Nel 2025 le revisioni di precedenti stime sono +7.095 milioni di metri cubi, localizzate principalmente in Vår Energi in Norvegia (+3.541 milioni di metri cubi), in Mozambico (+1.945 milioni di metri cubi) e revisioni minori nel Regno Unito e in Algeria.

Estensioni e nuove scoperte

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.

Nel 2025 le estensioni e nuove scoperte di 6.223 milioni di metri cubi sono principalmente il risultato dell'iscrizione di nuove riserve in Vår Energi in Norvegia (+5.890 milioni di metri cubi) e progetti minori in Ithaca Energy nel Regno Unito.

Cessioni

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.

Nel 2025 non si sono registrate cessioni.



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 2025, 2024 e 2023. 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 tenere 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.

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 2025									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	16.507	703	54.711	23.122	29.040	60.156	6.334	240	190.813
Costi futuri di produzione	(7.531)	(363)	(12.974)	(8.627)	(5.351)	(13.520)	(3.098)	(48)	(51.512)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.341)	(501)	(9.319)	(3.234)	(1.224)	(14.961)	(1.246)	(156)	(33.982)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	5.635	(161)	32.418	11.261	22.465	31.675	1.990	36	105.319
Imposte sul reddito future	(1.389)	(27)	(15.537)	(2.250)	(6.222)	(17.768)	(98)	(2)	(43.293)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.246	(188)	16.881	9.011	16.243	13.907	1.892	34	62.026
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.963)	77	(8.428)	(3.244)	(7.773)	(9.320)	(402)	(13)	(31.066)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.283	(111)	8.453	5.767	8.470	4.587	1.490	21	30.960
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		34.001	1.528	21.853		15.807	5.912		79.101
Costi futuri di produzione		(9.475)	(445)	(5.475)		(5.155)	(1.547)		(22.097)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(8.515)	(75)	(2.401)		(145)	(193)		(11.329)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		16.011	1.008	13.977		10.507	4.172		45.675
Imposte sul reddito future		(11.851)	(229)	(3.186)		(7.515)	(1.742)		(24.523)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.160	779	10.791		2.992	2.430		21.152
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(845)	(231)	(5.489)		(1.792)	(815)		(9.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.315	548	5.302		1.200	1.615		11.980
Totale	2.283	3.204	9.001	11.069	8.470	5.787	3.105	21	42.940



(€ 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

(€ 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



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 2025, 2024 e 2023:

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2025			
Valore al 31 dicembre 2024	40.685	14.892	55.577
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.835)	(6.488)	(21.323)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(9.662)	(4.685)	(14.347)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	5.243	1.544	6.787
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.126)	(2.528)	(6.654)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.835	2.635	8.470
- revisioni delle quantità stimate	4.012	2.341	6.353
- effetto dell'attualizzazione	6.307	2.076	8.383
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.638	2.750	5.388
- acquisizioni di riserve	33	820	853
- cessioni di riserve	(1.075)		(1.075)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(4.095)	(1.377)	(5.472)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(9.725)	(2.912)	(12.637)
Valore al 31 dicembre 2025	30.960	11.980	42.940

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2024			
Valore al 31 dicembre 2023	40.309	12.285	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	4.664	(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



(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2023			
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



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 consolidato nel corso dell'esercizio 2025.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2025 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 2025:
 - 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
 - d) dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

18 marzo 2026

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari