



Bilancio Di Esercizio

Schemi di bilancio	400
Note al bilancio esercizio	406
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	466
Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998	467



STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2025		31.12.2024	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	5.601.941.745	21.556.857	5.141.514.547	56.801.111
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6)	6.454.542.043		6.256.387.532	
Altre attività finanziarie	(15)	11.980.310.809	11.268.178.660	6.041.000.641	6.036.678.808
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	6.834.176.899	4.690.108.988	9.737.814.848	5.484.371.603
Rimanenze	(8)	1.270.558.072		1.616.101.403	
Attività per imposte sul reddito	(9)	241.690.046		489.707.351	
Altre attività	(10)	1.652.226.965	1.244.608.691	1.824.985.653	1.366.359.720
		34.035.446.579		31.107.511.975	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	3.691.612.629		3.686.275.947	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.423.557.128		1.484.222.821	
Attività immateriali	(13)	167.793.090		166.369.881	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.167.951.939		1.621.608.834	
Partecipazioni	(14)	58.476.441.045		60.835.378.858	
Altre attività finanziarie	(15)	8.167.338.172	8.129.235.956	15.867.244.894	15.622.767.933
Attività per imposte anticipate	(16)	3.517.840.341		3.407.504.570	
Attività per imposte sul reddito	(9)	81.497.452		81.267.518	
Altre attività	(10)	434.731.085	217.607.444	434.227.438	194.170.846
		77.128.762.881		87.584.100.761	
Attività destinate alla vendita	(24)	2.136.423		2.149.484	
TOTALE ATTIVITÀ		111.166.345.883		118.693.762.220	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	21.758.653.151	18.300.594.908	23.716.746.796	20.662.321.044
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.654.249.248		2.968.109.364	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	292.268.924	128.418.918	378.270.268	189.839.617
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	6.659.191.942	3.887.301.145	7.798.008.454	4.731.628.230
Passività per imposte sul reddito	(9)	1.430.050		4.734.631	
Altre passività	(10)	2.057.345.360	812.018.141	3.821.748.027	2.563.205.678
		33.423.138.675		38.687.617.540	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	19.525.851.823	1.852.694	21.085.178.972	2.524.814
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.325.510.332	835.690.084	1.454.708.683	946.348.893
Fondi per rischi e oneri	(21)	4.926.326.638		5.300.776.320	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	288.795.637		318.946.534	
Altre passività	(10)	690.445.626	521.708.476	1.111.044.017	619.965.442
		26.756.930.056		29.270.654.526	
TOTALE PASSIVITÀ		60.180.068.731		67.958.272.066	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(25)	4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		44.374.033.799		42.234.287.252	
Azioni proprie		(2.781.516.961)		(2.882.533.455)	
Utile (perdita) dell'esercizio		4.429.299.315		6.419.275.358	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		50.986.277.152		50.735.490.154	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		111.166.345.883		118.693.762.220	



CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2025		2024	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		32.042.676.420	23.690.961.537	35.026.371.529	25.353.184.777
Altri ricavi e proventi		757.436.807	532.258.159	569.017.335	448.685.154
Totale Ricavi	(27)	32.800.113.227		35.595.388.864	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(32.432.843.327)	(19.695.084.296)	(34.279.563.426)	(21.266.863.799)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	3.194.715		19.212.671	
Costo lavoro	(28)	(1.165.090.665)		(1.130.258.724)	
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	471.532.722	1.491.994.483	(191.829.996)	(1.285.831.300)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(537.103.974)		(576.903.598)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(11),(12),(13)	(347.587.405)		(490.454.828)	
Radiazioni	(11),(13)	(10.408)		(2.300.799)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(1.207.795.115)		(1.056.709.836)	
Proventi finanziari		5.287.078.364	1.018.200.471	5.768.131.413	1.575.825.123
Oneri finanziari		(5.900.938.478)	(659.450.000)	(6.532.970.129)	(1.285.190.295)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		218.689.960		366.067.603	
Strumenti finanziari derivati		(6.998.286)	74.475.221	286.677.054	6.086.385
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	(402.168.440)		(112.094.059)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	5.164.170.692		6.166.944.213	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		3.554.207.137		4.998.140.318	
Imposte sul reddito	(31)	875.092.178		1.421.135.040	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		4.429.299.315		6.419.275.358	



PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2025	2024
Utile (perdita) dell'esercizio		4.429	6.419
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	4	3
Variatione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	1	(1)
Effetto fiscale	(25)	(1)	(1)
		4	1
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variatione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	1.232	(2.185)
Effetto fiscale	(25)	(356)	633
		876	(1.552)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		880	(1.551)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		5.309	4.868



PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2024	4.005	5.668	959	(2.883)	2.883	(689)	(7)	(33)	(104)	29.517	5.000	6.419	50.735
Utile (perdita) dell'esercizio												4.429	4.429
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								3					3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							1						1
Componenti non riclassificabili a conto economico							1	3					4
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						876							876
Componenti riclassificabili a conto economico						876							876
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						876	1	3				4.429	5.309
III e IV tranches dividendo 2024 (€0,50 per azione)										(1.528)			(1.528)
I e II tranches dividendo 2025 (€0,52 per azione)		(773)								(780)			(1.553)
Destinazione utile 2024										6.419		(6.419)	
Acquisto azioni proprie				(1.881)	1.881					(1.881)			(1.881)
Annullamento azioni proprie				1.908	(1.908)								
Piano incentivazione di lungo termine e Piano azionariato diffuso				74	(74)					35			35
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(160)			(160)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue											1.500		1.500
Riacquisto di obbligazioni subordinate perpetue											(1.500)		(1.500)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(773)		101	(101)					2.105		(6.419)	(5.087)
Avanzo di fusione										1			1
Altre variazioni						3				25			28
Altri movimenti di patrimonio netto						3				26			29
Saldi al 31 dicembre 2025	4.005	4.895	959	(2.782)	2.782	190	(6)	(30)	(104)	31.648	5.000	4.429	50.986



(segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2023	4.005	7.968	959	(2.333)	2.333	864	(6)	(35)	(106)	29.098	5.000	3.272	51.019
Utile (perdita) dell'esercizio												6.419	6.419
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								2					2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							(1)						(1)
Componenti non riclassificabili a conto economico							(1)	2					1
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(1.552)							(1.552)
Componenti riclassificabili a conto economico						(1.552)							(1.552)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						(1.552)	(1)	2				6.419	4.868
III e IV tranches dividendo 2023 (€0,47 per azione)		(735)								(766)			(1.501)
I e II tranches dividendo 2024 (€0,50 per azione)		(1.565)								(1)			(1.566)
Destinazione utile 2023									2	3.270		(3.272)	
Acquisto azioni proprie				(2.003)	2.003					(2.003)			(2.003)
Annullamento azioni proprie				1.375	(1.375)								
Piano incentivazione di lungo termine e Piano azionariato diffuso				78	(78)					24			24
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(138)			(138)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale	(2.300)		(550)	550					2	386		(3.272)	(5.184)
Altre variazioni						(1)				33			32
Altri movimenti di patrimonio netto						(1)				33			32
Saldi al 31 dicembre 2024	4.005	5.668	959	(2.883)	2.883	(689)	(7)	(33)	(104)	29.517	5.000	6.419	50.735



RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

	2025	2024
Utile (perdita) dell'esercizio	4.429	6.419
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	537	577
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	348	490
Radiazioni		2
Effetto valutazione partecipazioni	2.525	783
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.425)	1
Dividendi	(4.255)	(6.931)
Interessi attivi	(1.127)	(1.726)
Interessi passivi	1.553	2.228
Imposte sul reddito	(875)	(1.421)
Altre variazioni	(17)	(68)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(149)	706
- rimanenze	799	193
- crediti commerciali	1.096	660
- debiti commerciali	(1.132)	(97)
- fondi per rischi e oneri	(296)	(89)
- altre attività e passività	(616)	39
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(26)	(15)
Dividendi incassati	5.872	5.152
Interessi incassati	1.114	1.750
Interessi pagati	(1.562)	(2.247)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	642	(293)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.584	5.407
- di cui verso parti correlate	4.896	6.159
Flusso di cassa degli investimenti	(2.147)	(2.711)
- attività materiali	(798)	(731)
- attività immateriali	(27)	(67)
- diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing		(5)
- partecipazioni	(1.425)	(1.935)
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	103	27
Flusso di cassa dei disinvestimenti	5.090	718
- attività materiali	8	11
- attività immateriali		8
- rami d'azienda	1	2
- partecipazioni e attività destinate alla vendita	5.077	697
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	4	
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	45	581
Flusso di cassa netto da attività di investimento	2.988	(1.412)
- di cui verso parti correlate	873	275
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	(1.232)	145
Rimborso di passività per beni in leasing	(361)	(291)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.346)	(628)
Dividendi pagati	(3.080)	(3.068)
Acquisto azioni proprie	(1.896)	(2.012)
Effetti netti emissioni e rimborsi di obbligazioni subordinate perpetue	(18)	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(160)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(8.093)	(5.992)
- di cui verso parti correlate	(1.818)	(855)
Effetto delle differenze di cambio da conversione, fusioni e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(19)	20
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	460	(1.977)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	5.142	7.119
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	5.602	5.142



NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea¹.

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value. Gli IFRS sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2026. I valori indicati nelle note illustrative a commento delle voci di bilancio, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato², cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate che sono valutate al costo di acquisto³. In presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità delle partecipazioni è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate, integrata della posizione finanziaria netta; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio, è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali.

Le operazioni di fusione per incorporazione madre-figlia, sono rilevate in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni; l'eventuale avanzo di fusione è rilevato in una riserva di patrimonio netto. Il principio della continuità dei valori è inoltre adottato per le operazioni di compravendita e/o di conferimento di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate, ed aventi finalità meramente riorganizzative.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 Schemi di bilancio

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

¹ Gli IFRS utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2025.

² Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

³ In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.



3 Modifica dei criteri contabili e principi contabili di recente emanazione

Le modifiche agli IFRS, entrate in vigore dal 1° gennaio 2025, non hanno prodotto effetti significativi.

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

4 Fusioni per incorporazione

In data 19 giugno 2024 Eni SpA ha acquistato l'intera quota di partecipazione di Petroven Srl, società operante nelle attività di deposito di prodotti petroliferi, detenuta da Ecofuel SpA (società interamente controllata da Eni) al fine di favorire l'integrazione con il complessivo sistema logistico dei prodotti petroliferi finiti di Eni in Italia. In data 12 dicembre 2024, il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato la fusione per incorporazione di Petroven Srl in Eni SpA; l'atto di fusione è stato sottoscritto il 18 marzo 2025 con efficacia giuridica a decorrere dal 1° aprile 2025 con effetti contabili e fiscali a far data dal 1° gennaio 2025. L'operazione di incorporazione di società controllata, non specificatamente regolata dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", è stata rilevata, coerentemente con le indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 revised "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio", in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni al 1° gennaio 2025.

L'avanzo di fusione è stato rilevato in una riserva di patrimonio netto.

(€ milioni)

Patrimonio netto al 1° gennaio 2025	9
Valore della partecipazione	8
Avanzo di fusione	1



5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.602 milioni (€5.142 milioni al 31 dicembre 2024) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro tre mesi.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera, che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo, e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti delle società del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa €1 milione (€54 milioni al 31 dicembre 2024) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€1.923 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è del 2,21%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€2.773 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è 3,92%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€447 milioni) è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è 4%.

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

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

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	635	846
Altri titoli	5.731	5.052
	6.366	5.898
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	89	358
	6.455	6.256

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità 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)	31.12.2025	31.12.2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	4.040	3.821
Dollaro USA	2.326	2.077
	6.366	5.898
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro		162
Dollaro USA	89	196
	89	358
	6.455	6.256



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

(€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	49	50	Baa2	BBB+
Stati Uniti d'America	483	481	Aa1	AA+
Francia	57	58	Aa3	A+
Cile	42	42	A2	A
Corea del Sud	4	4	Aa2	AA
	635	635		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	635	635		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.821	2.851	Da Aaa a Ba2	Da AAA a BB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	798	811	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	332	339	Da Aa3 a Ba1	Da AA- a BB+
	3.951	4.001		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	602	606	Da Aa2 a Ba1	Da AA a BB+
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	852	859	Da Aa1 a Baa2	Da AA+ a BBB
Altri titoli	263	265	Da Aa1 a Baa2	Da AA+ a BBB
	1.717	1.730		
Totale Altri titoli	5.668	5.731		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.303	6.366		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	85	89	Da Aaa a Baa1	Da AAA a BBB+
	6.388	6.455		

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund. Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.



7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Crediti commerciali	5.181	6.289
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	139	146
Anticipi al personale	12	12
Acconti a fornitori	22	23
Crediti per attività di disinvestimento	54	221
Crediti verso altri	1.426	3.047
	6.834	9.738

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 95 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.

Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazioni di cessione pro-soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza 2026.

I crediti verso altri di €1.426 milioni includono principalmente: (i) crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalle partecipate (€1.064 milioni) riferibili essenzialmente a Eni International BV; (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€268 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€21 milioni).

I crediti per attività di disinvestimento di €54 milioni si riferiscono essenzialmente a crediti rilevati a seguito di operazioni di cessioni di gruppo.

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €1.399 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2025					
Clientela business	94	851	14	240	1.199
Pubbliche Amministrazioni				41	41
Altre controparti	209	10		172	391
Imprese controllate	5.444				5.444
Valore lordo	5.747	861	14	453	7.075
Fondo svalutazione	(1)	(1)	(1)	(238)	(241)
Valore netto	5.746	860	13	215	6.834
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,02	0,13	7,34	53,58	
31.12.2024					
Clientela business	222	1.105	46	184	1.557
Pubbliche Amministrazioni		1		214	215
Altre controparti	235	21		166	422
Imprese controllate	7.784				7.784
Valore lordo	8.241	1.127	46	564	9.978
Fondo svalutazione	(1)	(5)	...	(234)	(240)
Valore netto	8.240	1.122	46	330	9.738
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,01	0,49	...	45,61	

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

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.



I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €241 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2024):

(€ milioni)	2025	2024
Fondo svalutazione iniziale	240	130
Accantonamenti su crediti in bonis	3	1
Accantonamenti su crediti in default	16	17
Rilasci su crediti in bonis	(2)	(36)
Rilasci su crediti in default	(24)	(6)
Altre variazioni	8	134
Fondo svalutazione finale	241	240

Le altre variazioni accolgono la svalutazione di crediti rilevati a fronte di pignoramenti regolati nell'esercizio corrente per i quali erano stati rilevati stanziamenti a fondi rischi e oneri in esercizi precedenti. I rilasci (€26 milioni) sono essenzialmente relativi al fondo svalutazione crediti diversi. Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti netti al fondo svalutazione	(19)	(18)
Perdite nette su crediti		(2)
Rilasci per esubero	22	39
	3	19

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

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Materie prime, sussidiarie e di consumo	94	252
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	125	119
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	39	69
Prodotti finiti e merci	1.011	1.173
Certificati bianchi	1	3
	1.270	1.616

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €94 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€437 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€460 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge in Belgio e su navi viaggianti (€114 milioni).

Le rimanenze correnti sono esposte al netto del fondo svalutazione di €138 milioni (€46 milioni al 31 dicembre 2024) come di seguito indicato:

(€ milioni)	2025	2024
Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	46	159
Accantonamenti (utilizzi)	92	(113)
Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	138	46

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.168 milioni (€1.622 milioni al 31 dicembre 2024) sono costituite da 2,6 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi (2,9 milioni di tonnellate al 31 dicembre 2024) a fronte di obblighi di legge.



9 Attività e passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2025				31.12.2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
IRES	181				483			
IRAP	1				1			
Crediti per istanze di rimborso	58	81				81		
Altre imposte sul reddito	2		1		6		5	
	242	81	1		490	81	5	

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 31 – Imposte sul reddito.

10 Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2025				31.12.2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.223	181	829	88	1.520	143	2.625	242
Passività da contratti per la clientela			94	513			149	650
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	18		516		6		634	
- IVA	146		181		101		198	
- Royalty su idrocarburi estratti			93				127	
- Altre imposte e tasse	65		59	32	69	3	52	42
	229		849	32	176	3	1.011	42
Altre	200	253	286	57	129	289	37	177
	1.652	434	2.058	690	1.825	435	3.822	1.111

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto rispettivamente per €46 milioni e €450 milioni (€486 milioni di anticipi a lungo termine al 31 dicembre 2024); (ii) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (ex Suez) ed Edison a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €22 milioni e €63 milioni (€55 milioni e €163 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) gli anticipi a breve termine su forniture di gas per €1 milione (€52 milioni al 31 dicembre 2024).

Le altre attività comprendono: (i) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €87 milioni; (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €85 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €45 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2024).

Le altre passività comprendono: (i) 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 (€57 milioni); (ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€51 milioni oltre 12 mesi e €17 milioni entro 12 mesi); (iii) i depositi cauzionali da clienti oltre i 12 mesi per €6 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2024).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.



11 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e Fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2025								
Valore iniziale netto	175	2.183	148	19	32	352	777	3.686
Operazioni straordinarie	2		14				8	24
Investimenti	1	2	32	7	7	262	487	798
Capitalizzazioni ammortamenti						27		27
Ammortamenti ^(a)	(7)	(189)	(22)	(10)	(8)			(236)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(2)	(95)	(41)		(2)	(101)	(206)	(447)
Radiazioni								-
Dismissioni	(1)	(8)						(9)
Trasferimenti		188				(188)		-
Altre variazioni	2	(248)	30		1	12	52	(151)
Valore finale netto	170	1.833	161	16	30	364	1.118	3.692
Valore finale lordo	1.025	15.608	8.464	366	633	634	2.778	29.508
Fondo ammortamento e svalutazione	855	13.775	8.303	350	603	270	1.660	25.816
2024								
Valore iniziale netto	181	2.500	155	25	32	339	529	3.761
Operazioni straordinarie	(9)		(6)	(2)			(3)	(20)
Investimenti	1	1	28	6	11	265	419	731
Capitalizzazioni ammortamenti						32		32
Ammortamenti ^(a)	(8)	(246)	(21)	(12)	(11)			(298)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)	(85)	(44)			(133)	(219)	(482)
Radiazioni						(2)		(2)
Dismissioni	(5)	(4)						(9)
Trasferimenti	14	130		1		(145)		-
Altre variazioni	2	(113)	36	1		(4)	51	(27)
Valore finale netto	175	2.183	148	19	32	352	777	3.686
Valore finale lordo	1.040	15.601	8.481	364	636	604	2.459	29.185
Fondo ammortamento e svalutazione	865	13.418	8.333	345	604	252	1.682	25.499

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

Le operazioni straordinarie di €24 milioni sono riconducibili essenzialmente alla fusione per incorporazione della Petroven Srl in Eni SpA (€25 milioni).

Gli investimenti di €798 milioni riguardano: (a) la Refining (€471 milioni) in relazione all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente e per l'attività di riconversione della raffineria di Livorno in bioraffineria; (b) la Exploration & Production (€264 milioni) in relazione a: (i) ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia 23 Workover, Fauzia 3 Side Track e inizio intervento su Daria Side Track); (ii) avanzamento del programma di revamping compressione Centrali di Casalborsetti e Fano per rispetto normativa sui limiti emissivi; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€43 milioni) principalmente per investimenti in infrastrutture Hardware; (d) la Global Gas & LNG Portfolio e power (€20 milioni) in relazione ad acconti relativi a progetti di costruzione di turbine a gas e a vapore.

Le svalutazioni hanno riguardato principalmente: (i) la Exploration & Production (€196 milioni) per effetto scenario e revisioni dei profili di riserve e costi associati, il tasso di attualizzazione post-tax è del 5,3% (ii) la Refining per gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€251 milioni), il tasso di attualizzazione post-tax è del 6%.

Maggiori informazioni relative agli impairment sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing del Bilancio consolidato.



Le altre variazioni includono essenzialmente: (i) il decremento per la stima oneri di social project (€61 milioni) e dell'asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production (€187 Milioni) dovuto principalmente all'incremento dei tassi di sconto nonostante l'incremento delle stime di costo a seguito di revisione studi; (ii) l'incremento per gli investimenti della Refining per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori per i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario (€85 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5 - 10
Impianti specifici di distribuzione	2-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	5-35
Altri beni	12-25

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,78% (3,02% al 31 dicembre 2024). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €17 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €76 milioni.

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

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Altre tipologie	Totale
2025						
Valore iniziale netto	880	313	56	60	175	1.484
Incrementi		95	13	33	31	172
Ammortamenti ^(a)	(117)	(47)	(38)	(46)	(54)	(302)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	100				1	101
Altre variazioni	(2)	(6)	1	(21)	(3)	(31)
Valore finale netto	861	355	32	26	150	1.424
Valore finale lordo	1.789	667	155	131	298	3.040
Fondo ammortamento e svalutazione	928	312	123	105	148	1.616
2024						
Valore iniziale netto	883	372	85	89	23	1.452
Incrementi		10	29	34	179	252
Ammortamenti ^(a)	(109)	(50)	(33)	(52)	(31)	(275)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	121				(12)	109
Altre variazioni	(15)	(19)	(25)	(11)	16	(54)
Valore finale netto	880	313	56	60	175	1.484
Valore finale lordo	1.791	586	148	146	279	2.950
Fondo ammortamento e svalutazione	911	273	92	86	104	1.466

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

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.424 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €861 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di EniPower SpA. Tale contratto prevede che EniPower SpA produca, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA a fronte della messa a disposizione da parte di quest'ultima dei combustibili necessari e delle indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €355 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 6 anni comprensiva delle valutazioni effettuate in merito all'esercizio delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €32 milioni ai contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (iv) per €26 milioni ai contratti di noleggio pluriennali di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease



component della Exploration & Production con una durata residua contrattuale media di circa 12 mesi; (v) le altre tipologie (€150 milioni) riguardano essenzialmente i contratti di leasing relativi ai sistemi di storage e apparati TLC.

Le riprese di valore nette di €101 milioni riguardano essenzialmente i contratti di tolling del Power.

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	378	1.455	1.833
Incrementi		172	172
Decrementi	(361)		(361)
Altre variazioni	275	(301)	(26)
Valore finale	292	1.326	1.618
2024			
Valore iniziale	290	1.606	1.896
Incrementi		247	247
Decrementi	(291)		(291)
Altre variazioni	379	(398)	(19)
Valore finale	378	1.455	1.833

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 di €361 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €79 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano un contratto dal valore nominale di €331 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni; l'avvio del contratto di leasing è atteso nel corso del primo trimestre 2026. I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€166 milioni) e dei mezzi navali di perforazione (€64 milioni) e per il trasporto (€46 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	5	
	5	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		
- leasing di breve durata	3	3
- leasing di modico valore	25	23
- oneri da remeasurement		2
	28	28
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	302	275
a dedurre:		
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(17)	(22)
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività immateriali	(5)	
	280	253
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	101	109
Proventi (oneri) finanziari		
- differenze di cambio da allineamento su passività per leasing	(6)	8
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(82)	(87)
a dedurre:		
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	1	2
	(87)	(77)



13 Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2025							
Valore iniziale netto	8	49	108		165	1	166
Investimenti		11	16		27		27
Capitalizzazioni ammortamenti			6		6		6
Ammortamenti ^(a)		(32)			(32)		(32)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(2)		(2)		(2)
Altre variazioni		3			3		3
Valore finale netto	8	31	128		167	1	168
Valore finale lordo	385	1.262	168	210	2.025	1	2.026
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.231	40	210	1.858		1.858
2024							
Valore iniziale netto	8	54	61	128	251	2	253
Operazioni straordinarie				(1)	(1)		(1)
Investimenti		27	40		67		67
Ammortamenti		(35)		(1)	(36)		(36)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(2)	(115)	(117)		(117)
Dismissioni				(10)	(10)		(10)
Altre variazioni		3	9	(1)	11	(1)	10
Valore finale netto	8	49	108		165	1	166
Valore finale lordo	385	1.248	141	210	1.984	1	1.985
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.199	33	210	1.819		1.819

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

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €8 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione. I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €31 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €128 milioni riguardano principalmente attività relative a progetti CCUS.

14 Partecipazioni

(€ milioni)	2025				2024			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese	Totale
Valore iniziale	59.253	1.481	101	60.835	58.911	1.331	102	60.344
Fusioni per incorporazione	(8)			(8)				
Acquisizioni e sottoscrizioni	1.621	4		1.625	1.931	4		1.935
Cessioni e rimborsi	(1.656)			(1.656)	(304)	(393)		(697)
Conferimenti					21			21
Rettifiche di valore	(2.300)	(40)		(2.340)	(1.311)	539		(772)
Valutazione al fair value con effetti a PN			1	1			(1)	(1)
Altre variazioni e riclassifiche	19			19	5			5
Valore finale	56.929	1.445	102	58.476	59.253	1.481	101	60.835
Valore finale lordo	76.302	1.844	102	78.248	76.326	1.840	101	78.267
Fondo svalutazione	19.373	399		19.772	17.073	359		17.432



Le partecipazioni si decrementano di €2.359 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2024	60.835
Fusioni per incorporazione	(8)
Petroven srl	(8)
Acquisizioni e sottoscrizioni	1.625
- Interventi sul capitale	1.563
Versalis SpA	1.200
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	200
Eni Natural Energies SpA	148
Eniquantic SpA	8
Eni Timor Leste SpA	2
Societa' Petrolifera Italiana SpA	1
Altre	4
- Acquisizioni	62
EniBioCh4in SpA	62
Cessioni e Rimborsi	(1.656)
- Rimborsi di capitale	(5)
Eni Insurance SpA	(5)
- Cessioni	(1.651)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	(1.088)
Enilive SpA	(563)
Rettifiche di valore	(2.340)
- Riprese di valore	59
EniProgetti SpA	52
Floaters SpA	5
Agenzia Giornalistica Italia SpA	2
- Svalutazioni	(2.399)
Versalis SpA	(1.205)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(711)
Eni Petroleum Co Inc	(287)
Eni Natural Energies SpA	(100)
Saipem SpA	(36)
EniBioCh4in SpA	(23)
Export LNG Ltd	(19)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(10)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
Eni Rewind SpA	(1)
Altre minori	(4)
Valutazione al fair value con effetti a OCI	1
Altre minori	1
Altre variazioni	19
Eni Insurance DAC	(500)
Eni Insurance SpA	500
Versalis SpA	5
Eniverse Ventures Srl	7
Eni Plenitude SpA Società Benefit	3
Enilive SpA	2
Eni Rewind SpA	1
EniPower SpA	1
Partecipazioni al 31 dicembre 2025	58.476

Le acquisizioni riguardano la compravendita da Enilive SpA, del 50% del capitale sociale della partecipazione EniBioCh4in SpA sottoscritta in data 15 gennaio 2025.



Le cessioni hanno riguardato le società Enilive SpA e Eni Plenitude SpA Società Benefit. Con riferimento alla partecipazione Enilive SpA, la quota di possesso (70%) si decrementa rispetto al 31 dicembre 2024 (100%) a seguito: (i) dell'operazione di investimento finalizzata il 6 marzo 2025 tra Eni e il fondo di private equity KKR relativa a un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Enilive per complessivi €2.968 milioni con un incasso per Eni pari a €2.468 milioni e un aumento del capitale sociale di Enilive pari a €500 milioni; (ii) dell'operazione di investimento finalizzata l'11 aprile 2025 tra Eni e il fondo di private equity KKR, analoga alla precedente, per un investimento di un ulteriore 5% ed un corrispettivo pari a €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.

Con riferimento alla partecipazione Eni Plenitude SpA Società Benefit la quota di possesso (70%) si decrementa rispetto al 31 dicembre 2024 (92,422%) per effetto: (i) del perfezionamento a marzo 2025 dell'incremento della quota di partecipazione nella società da parte del fondo Energy Infrastructure Partners ('EIP') attraverso un aumento di capitale di €209 milioni; (ii) della cessione perfezionata il 4 novembre 2025, di una quota della partecipazione pari al 20% del capitale sociale della società ai fondi Ares Alternative Credit, affiliati ad Ares Management Corporation (NYSE: ARES) per un corrispettivo pari a €2.003 milioni.

Le altre variazioni comprendono gli effetti dell'operazione di fusione per incorporazione della società Eni Insurance DAC nella società Eni Insurance SpA con efficacia giuridica dal 01.02.2025. A seguito dell'efficacia della fusione la società Eni Insurance SpA ha rimborsato al socio unico Eni SpA la quota di capitale eccedente la misura del capitale sociale richiesta ai sensi della normativa di riferimento e alle esigenze finanziarie della società (€5 milioni).

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2025	Saldo netto al 31.12.2024	Saldo netto al 31.12.2025	A	Valore di patrimonio netto	B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto	C=B-A
Partecipazioni in:								
Imprese controllate								
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	11	13		3		(10)	
EniBioCh4in SpA	49,999		39		39			
Ecofuel SpA	100,000	48	48		229		181	
Eni Corporate University SpA	100,000	4	4		4			
Eni España Comercializadora de Gas SAU	100,000	56	46		74		28	
Eni Gas Transport Services Srl	100,000			
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	655	655		630		(25)	
Eni Industrial Evolution SpA	100,000	1	1		1			
Eni Insurance DAC		500						
Eni Insurance SpA	100,000	6	501		755		254	
Eni International BV	100,000	42.445	42.445		39.891		(2.554)	
Eni International Resources Ltd	99,998	2	2		10		8	
Eni Investments Plc	99,999	4.662	4.662		3.523		(1.139)	
Eni Marine Services SpA	100,000	628	628		746		118	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	511			(83)		(83)	
Eni Mozambico SpA	100,000	21	21		8		(13)	
Eni Natural Energies SpA	100,000	194	242		242			
Eni Petroleum Co Inc	60,060	1.232	945		1.591		646	
Eni Plenitude SpA Società Benefit	70,000	4.894	3.809		5.904		2.095	
Eni Rewind SpA	99,999				538		538	
Eni Timor Leste SpA	100,000	1	3		3			
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	207	207		337		130	
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione ^(a)								
Enilive SpA	70,000	2.095	1.534		2.145		611	
EniPower SpA	51,000	320	321		451		130	
EniProgetti SpA	100,000	22	74		59		(15)	
Eniquantic SpA	94,200	5	13		9		(4)	
EniServizi SpA	100,000	17	17		17			
Eniverse Ventures Srl	100,000	21	28		11		(17)	
Export LNG Ltd	100,000	22	3		3			
Floaters SpA	100,000	372	377		359		(18)	
Ieoc SpA	100,000	2	2		2			



(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2025	Saldo netto al 31.12.2024	Saldo netto al 31.12.2025	A	Valore di patrimonio netto	B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto	C=B-A
LNG Shipping SpA	100,000	241	241		260		19	
Petroven Srl		8						
Open Star Platform Srl	100,000				...			
Servizi Aerei SpA	100,000	47	47		48		1	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	3	1		1			
Versalis SpA	100,000				(624)		(624)	
Totale imprese controllate		59.253	56.929					
Imprese collegate e joint venture								
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl	25,000				...			
Eni Storage Systems SpA	50,002				...			
Green Hydrogen Venezia Srl	50,000	3	3		3		0	
Mozambique Rovuma Venture SpA	35,714	355	355		366		11	
Norpipe Terminal Holdco Ltd	14,201	1	1		11		10	
Saipem SpA	21,192	1.061	1.025		581		(444)	
SeaCorridor Srl	50,100	33	33		411		378	
Seram SpA	25,000		2			
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28		13		(15)	
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000			
Totale imprese collegate e joint venture		1.481	1.445					
		60.734	58.374					

(a) La società è stata cancellata dal Registro delle Imprese in data 18 dicembre 2025.

Le svalutazioni delle partecipazioni del settore Exploration & Production sono state operate a seguito dell'effetto combinato dell'indebolimento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, della revisione di stima delle riserve e dei maggiori costi d'esercizio. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e i relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione tenendo conto, ove significativo, dell'effetto finanziario del tempo. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted, post tasse, compreso tra il 5,5% e il 6,6%.

Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato, tra l'altro:

- Eni International BV, holding di partecipazioni, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione;
- Eni Global Energy Markets SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quinquennale aziendale e, per gli anni successivi al quinto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 5,8%.

Con riferimento a Saipem SpA, la verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione riflette la quotazione di Borsa al 30 dicembre 2025.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto Intermodale Ravenna SpA (€6 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni) e la partecipazione del 1,01% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.



15 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2025		31.12.2024	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.995	38		42
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	9.985	8.130	6.041	15.825
	11.980	8.168	6.041	15.867

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa correnti (€1.995 milioni) sono relativi a crediti concessi ad alcune controllate che presentano la natura di strumenti funzionali al rafforzamento patrimoniale delle società partecipate.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i crediti a breve termine per rapporti di conto corrente con le società del Gruppo e i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, verso le società del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2025 prevedono, per tali crediti finanziari, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni, il margine operativo per la remunerazione dell'attività svolta e il rischio paese in cui sono svolte le operations della controparte. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa comprendono 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.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €12.197 milioni.

I crediti finanziari con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €255 milioni (€328 milioni 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 verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

16 Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Imposte sul reddito anticipate IRES	3.527	3.319
Imposte sul reddito differite IRES	(111)	(69)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	29	70
Imposte sul reddito differite IRAP	(14)	(2)
Imposte sul reddito anticipate estere	3	5
Imposte sul reddito differite estere	(3)	(4)
Totale Eni SpA	3.431	3.319
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	87	89
Attività per imposte anticipate	3.518	3.408

Le imposte anticipate nette di €3.518 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri delle società facenti parti del consolidato fiscale nazionale, basate sulle previsioni del piano quinquennale e di long term coerenti con i processi di impairment.



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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2024	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2025
Imposte differite lorde:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(13)	(5)	1		(17)
- differenze su derivati				(77)	(77)
- altre	(62)	(14)	42		(34)
	(75)	(19)	43	(77)	(128)
Imposte anticipate lorde:					
- differenze su derivati	281			(281)	
- fondi per rischi ed oneri	1.509	269	(289)	4	1.493
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	1.069	131	(116)	2	1.086
- differenze su attività materiali ed immateriali	188	8	(38)		158
- svalutazione crediti	21		(3)		18
- fondi per benefici ai dipendenti	92	14	(22)		84
- perdita fiscale	1.458	925	(288)	42	2.137
- altre	87	9	(7)		89
	4.705	1.356	(763)	(233)	5.065
- valutazione anticipate	(1.311)	(207)	12		(1.506)
	3.394	1.149	(751)	(233)	3.559
Totale Eni SpA	3.319	1.130	(708)	(310)	3.431
Imposte anticipate joint operation	96				96
Imposte differite joint operation	(7)	(2)			(9)
Totale joint operation	89	(2)			87
Totale attività per imposte anticipate e passività per imposte differite	3.408	1.128	(708)	(310)	3.518



17 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Debiti commerciali	5.864	7.011
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	42	48
Debiti per attività di investimento	218	249
Debiti verso altri	535	490
	6.659	7.798

I debiti commerciali di €5.864 milioni riguardano essenzialmente i debiti della linea di business Global Gas & LNG Portfolio e Power di €3.222 milioni (€4.127 milioni al 31 dicembre 2024) e della linea di business Refining di €1.744 milioni (€2.103 milioni al 31 dicembre 2024).

I debiti per attività di investimento di €218 milioni riguardano essenzialmente i debiti per investimenti relativi ad asset della linea di business Exploration & Production (€165 milioni).

I debiti verso altri di €535 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€165 milioni); (ii) i debiti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€48 milioni); (iii) i debiti verso imprese controllate partecipanti al consolidato fiscale per la remunerazione dei relativi imponibili negativi (€1 milione).

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

18 Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025				31.12.2024			
	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	3.350	329	1.069	4.748	2.931	268	896	4.095
Obbligazioni ordinarie		2.316	17.516	19.832		2.691	19.258	21.949
Obbligazioni convertibili		9	939	948		9	928	937
Altri finanziatori	18.409		2	18.411	20.786		3	20.789
	21.759	2.654	19.526	43.939	23.717	2.968	21.085	47.770

Al 31 dicembre 2025 le passività finanziarie con banche comprendono: (i) i contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità per €200 milioni; (ii) commercial paper per €3.060 milioni (€2.769 milioni al 31 dicembre 2024).

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 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €981 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.



L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2025 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche*	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.250	24	1.274	EUR	2033	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	49	1.049	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	26	1.026	EUR	2034	3,875
- Euro Medium Term Notes	1.000	14	1.014	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	11	1.011	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	7	1.007	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	5	805	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	10	760	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	750	(2)	748	EUR	2034	1,000
- Euro Medium Term Notes	638	8	646	USD	2027	variabile
- Euro Medium Term Notes	600		600	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	100	4	104	EUR	2028	5,441
- Euro Medium Term Notes	75		75	EUR	2043	3,875
- Euro Medium Term Notes	70	1	71	EUR	2032	4,000
- Euro Medium Term Notes	50		50	EUR	2031	4,800
- Bond US	1063	(21)	1.042	USD	2054	5,950
- Bond US	851	8	859	USD	2028	4,750
- Bond US	851	2	853	USD	2029	4,250
- Bond US	851	7	858	USD	2034	5,500
- Bond US	851	(7)	844	USD	2035	5,750
- Bond US	298	1	299	USD	2040	5,700
	15.848	151	15.999			
- Retail -sustainability-linked	2.000	67	2.067	EUR	2028	4,300
- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	1.000		1.000	EUR	2028	0,375
- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	750	16	766	EUR	2027	3,625
	3.750	83	3.833			
	19.598	234	19.832			

* includono le variazioni di fair value in relazione al fair value hedge accounting dell'oggetto coperto.

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.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi hanno un valore nominale di €3.500 milioni. Nel corso del 2025 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie all'interno del programma Euro Medium Term Notes per €1.063 milioni.

Oltre ai contratti di finanziamento sustainability-linked con banche di cui sopra, Eni ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni. Nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.



(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni convertibili:						
Bond convertibile senior unsecured sustainability-linked	1.000	27	1.027	EUR	2030	2,950
di cui componente passività finanziarie	920	28	948			
di cui componente equity	80	(1)	79			

Il prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni, convertibile in azioni ordinarie Eni, è collegato al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il prezzo di conversione è di €17,5513.

Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €18.411 milioni si riferiscono essenzialmente ai rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2025 prevedono, per i conti correnti e i depositi intercompany, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni e il margine operativo per l'attività di tesoreria accentrata svolta.

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

(€ milioni)	31.12.2025		31.12.2024	
	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Tasso medio (%)
Euro	16.780	2,48	18.907	2,43
Dollaro USA	5.400	5,34	5.146	5,74
	22.180		24.053	

Al 31 dicembre 2025, Eni dispone di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed per €9.000 milioni (€9.000 milioni al 31 dicembre 2024) non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

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, la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €22.198 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Obbligazioni ordinarie	15.903	16.993
Obbligazioni sustainability-linked	3.875	3.647
Obbligazioni convertibili	1.072	973
Banche	1.346	1.118
Altri finanziatori	2	3
	22.198	22.734

Per i prestiti obbligazionari, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni di mercato ed è, pertanto, categorizzato nel livello 1 della relativa gerarchia.

Il fair value dei finanziamenti verso banca è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il 1,93% e il 3,16% (tra il 2,44% e il 2,70% al 31 dicembre 2024) e per il dollaro USA compresi tra il 3,56% e il 3,99% (tra il 4,32% e il 4,43% al 31 dicembre 2024). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.



19 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale Indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2024	23.717	24.053	1.833	49.603
Variazioni monetarie	(1.346)	(1.232)	(361)	(2.939)
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(682)	(372)	(6)	(1.060)
Altre variazioni non monetarie	70	(269)	152	(47)
Valore al 31.12.2025	21.759	22.180	1.618	45.557

Le altre variazioni non monetarie comprendono per €172 milioni gli incrementi delle passività per leasing connessi alle nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti e per €85 milioni debiti verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
A. Disponibilità liquide	457	490
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.145	4.652
C. Altre attività finanziarie correnti	16.440	12.297
D. Liquidità (A+B+C)	22.042	17.439
E. Debito finanziario corrente	24.084	26.417
- di cui debito finanziario corrente verso società del gruppo	18.301	20.662
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	621	646
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	24.705	27.063
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	2.663	9.624
I. Debito finanziario non corrente	2.397	2.354
J. Strumenti di debito	18.417	20.144
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	20.814	22.498
M. Totale Indebitamento finanziario Consob (H+L)	23.477	32.122

L'indebitamento finanziario netto non comprende €8.130 milioni di crediti finanziari non strumentali all'attività operativa non correnti.

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €1 milione soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico; (ii) i crediti finanziari non strumentali all'attività operativa correnti commentati alla nota n. 15 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

Gli strumenti di debito comprendono il fair value attivo dei contratti derivati Fair Value Hedge (FVH) interest rate swap a copertura di prestiti obbligazionari a tasso fisso per €38 milioni.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €292 milioni e €1.326 milioni (rispettivamente €378 milioni e €1.455 milioni al 31 dicembre 2024).



21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Fondo copertura perdite partecipazioni	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2024	3.226	1.015	153	157		750	5.301
Operazioni straordinarie	10					5	15
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	(248)						(248)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	65	(4)					61
Accantonamenti	57	339	222		167	219	1.004
Utilizzi a fronte oneri	(266)	(325)	(71)			(116)	(778)
Rilasci per esuberanza	(143)	(26)	(49)	(2)		(197)	(417)
Altre variazioni			20			(32)	(12)
Valore al 31.12.2025	2.701	999	275	155	167	629	4.926

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €2.701 milioni accoglie: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.178 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,05 % e il 3,58 %; il periodo previsto degli esborsi è 2026-2080; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€237 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning prevalentemente riferite a linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€286 milioni). I rilasci per esuberanza riguardano principalmente un impianto downstream in Italia per il quale sono in corso negoziazioni di cessione a terzi.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €999 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€496 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€122 milioni), negli impianti di raffinazione (€148 milioni), nei depositi e oleodotti (€75 milioni), nelle ex stazioni di servizio non operative (€41 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali, compresi gli oneri per la bonifica delle acque di falda, connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€70 milioni); (iv) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€47 milioni).

Il fondo rischi per contenziosi di €275 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €155 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Il fondo copertura perdite partecipazioni di €167 milioni si riferisce alle partecipate Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€112 milioni) e Versalis SpA (€55 milioni) in relazione a perdite eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione.

Gli altri fondi di €629 milioni comprendono: (i) il fondo per contratti onerosi (€125 milioni) relativamente agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso; (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€91 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€37 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Everen Ltd (ex OIL Insurance Ltd) a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€12 milioni).

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Piani a benefici definiti:		
- TFR	67	72
- Piani esteri a benefici definiti		1
- Fids e altri	71	70
	138	143
Altri fondi per benefici ai dipendenti	151	176
	289	319



L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €151 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €104 milioni, il contratto di espansione per €37 milioni e i premi di anzianità per €10 milioni.

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

	2025						2024					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
(€ milioni)												
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	72	26	70	168	176	344	75	24	73	172	186	358
Costo corrente		1	2	3	36	39		1	2	3	36	39
Interessi passivi	2	1	2	5	5	10	2	1	2	5	6	11
Rivalutazioni:	(1)		(2)	(3)	(2)	(5)		1	(2)	(1)	7	6
- utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie			(1)	(1)	(2)	(3)					3	3
- effetto dell'esperienza passata	(1)		(1)	(2)		(2)		1	(2)	(1)	4	3
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzioni			3	3	(3)							
Benefici pagati	(6)	(3)	(4)	(13)	(61)	(74)	(5)	(1)	(5)	(11)	(59)	(70)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	67	25	71	163	151	314	72	26	70	168	176	344
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		27		27		27		24		24		24
Interessi attivi		1		1		1						1
Rendimento delle attività a servizio del piano		1		1		1		2		2		2
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- contributi del datore di lavoro		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati		(3)		(3)		(3)						(3)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		27		27		27		27		27		27
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		2		2		2		2		2		2
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa												
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		2		2		2		2		2		2
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	67		71	138	151	289	72	1	70	143	176	319



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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2025						
Costo corrente		1	2	3	36	39
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			3	3	(3)	
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2	1	2	5	5	10
- Interessi attivi sulle attività al servizio del piano		(1)		(1)		(1)
Totale interessi passivi (attivi) netti	2		2	4	5	9
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					5	5
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2		2	4		4
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	(2)
Totale	2	1	7	10	36	46
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	5	6	36	42
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2		2	4		4
2024						
Costo corrente		1	2	3	36	39
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2	1	2	5	6	11
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	1	2	5	6	11
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					6	6
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	1	2	5		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					7	7
Totale	2	2	4	8	49	57
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	2	3	49	52
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	1	2	5		5

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2025				2024			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie			(1)	(1)				
- Effetto dell'esperienza passata	(1)		(1)	(2)	1	(2)		(1)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(1)		(1)	(2)			(2)
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa	(1)	(1)	(2)	(4)	(1)	(2)		(3)



Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	27	27
	27	27

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2025					
Tassi di sconto	(%)	3,2	3,35 - 3,62	3,2	2,4 - 3,2
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0 - 3,4		
Tasso di inflazione	(%)	2,0	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		21	24	
2024					
Tassi di sconto	(%)	3,1	3,2	3,1	2,8 - 3,1
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0 - 3,4		
Tasso di inflazione	(%)	2,0	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		21	24	

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

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €71 milioni, di cui €15 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2025					
2026		10	...	5	56
2027		8	...	5	51
2028		9	...	5	43
2029		10	...	4	1
2030		9	...	4	
Oltre		21	...	48	
Durata media ponderata	anni	5,0	6,9	11,6	2,5
31.12.2024					
2025		10	...	5	62
2026		8	...	4	57
2027		8	...	4	51
2028		9	...	4	5
2029		9	...	4	1
Oltre		28	...	49	
Durata media ponderata	anni	5,3	7,1	12,0	2,7



23 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2025		31.12.2024	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	28	72		34
- Outright	13	12	9	48
- Interest currency swap	4	3	256	125
	45	87	265	207
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	29	10	14	18
	29	10	14	18
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	711	788	1.299	1.639
- Future		1		1
- Opzioni vendute		28		117
- Opzioni acquistate	2	3		
- Altri	26			8
	739	820	1.299	1.765
	813	917	1.578	1.990
Contratti derivati cash flow hedge				
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	553		43	877
	553		43	877
Contratti derivati fair value hedge				
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	38		42	
	38		42	
Totale contratti derivati	1.404	917	1.663	2.867
Di cui:				
- correnti	1.223	829	1.520	2.625
- non correnti	181	88	143	242

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.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.



Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025			31.12.2024		
	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						
Contratti su merci						
-Over the counter	5.332	1.035	13	5.531	(1.113)	7
	5.332	1.035	13	5.531	(1.113)	7
Contratti derivati fair value hedge						
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	1.962	(4)		1.981	42	1
	1.962	(4)		1.981	42	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)	31.12.2025			31.12.2024		
	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						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	(1.035)	267	(197)	1.113	(970)	1.072

(€ milioni)	31.12.2025			31.12.2024		
	Valore contabile dell'oggetto coperto	Valore cumulato variazione FVH incluse nel valore contabile dell'oggetto coperto	Variazione di valore oggetto coperto utilizzate per calcolo inefficacia coperture	Valore contabile dell'oggetto coperto	Valore cumulato variazione FVH incluse nel valore contabile dell'oggetto coperto	Variazione di valore oggetto coperto utilizzate per calcolo inefficacia coperture
Fair value hedge						
Rischio tasso di interesse						
- passività finanziarie	2.008	39	(5)	2.066	44	44

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.

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni attuate non più coerenti con la strategia di copertura.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 25 – Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti derivati di copertura fair value hedge su interessi si riferiscono a contratti derivati interest rate swap con l'obiettivo di trasformare parte del valore nominale di passività finanziarie, esistenti o di nuova emissione, da tasso fisso a variabile fino alla loro scadenza.

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).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.



EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2025	2024
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	459	(199)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	13	7
	472	(192)

Gli altri proventi operativi netti di €472 milioni (oneri operativi netti di €192 milioni nel 2024) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2025	2024
Strumenti finanziari derivati su valute	(13)	314
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	6	(27)
	(7)	287

I proventi (oneri) 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 su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio implicito nella formula di prezzo delle commodity.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

24 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni si riferiscono principalmente a siti dismessi della linea Refining.

25 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(2.782)	(2.883)
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.782	2.883
Altre riserve di capitale:	4.895	5.668
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	4.454	5.227
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	2.840	5.139
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	1.526	
- Legge n. 448/2001	43	43
<i>Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993</i>	378	378
<i>Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986</i>	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	190	(689)
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(6)	(7)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(30)	(33)
Riserva IFRS 10 e 11	(104)	(104)



(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Altre riserve:	31.648	29.517
Riserve di utili:	31.507	29.397
- Riserva disponibile	30.139	28.030
- Riserva da avanzo di fusione	862	861
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
- Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	46	40
Riserva piano azionariato diffuso	16	1
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	79	79
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
Utile dell'esercizio	4.429	6.419
	50.986	50.735

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). La distribuzione per azionariato è articolata come segue: (i) n. 65.586.402 azioni, pari al 2,08%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 29,75%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 189.083.769 azioni, pari al 6,01%, di proprietà di Eni; (iv) n. 1.955.915.465 azioni, pari al 62,16% di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA per complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite, per effetto della fusione, nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Al 31 dicembre 2025, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.782 milioni (€2.883 milioni al 31 dicembre 2024), e sono rappresentate da n.189.083.769 azioni ordinarie. 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 all'84% alla data di bilancio, nel rispetto delle autorizzazioni assembleari. Nel corso dell'esercizio: (i) sono state cancellate n.137.725.411 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.908 milioni; (ii) 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 (iii) 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.

Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.782 milioni (€2.883 milioni al 31 dicembre 2024) è a fronte del valore di iscrizione n. 189.083.769 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2025 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.



Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €4.895 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €4.454 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Tali riserve derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. Il CdA di Eni, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 23 ottobre 2025 ha approvato la distribuzione della seconda tranche del dividendo 2025 (€0,26 per azione pari a €773 milioni) utilizzando, allo scopo, la riserva ex Lege 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea del 14 maggio 2025.
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie" e successivamente nella riserva da cui ha avuto origine a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015.
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea per gli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva di €190 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2024	(970)	281	(689)
Variazione dell'esercizio	1.035	(299)	736
Rigiro a conto economico	197	(57)	140
Rigiro a rettifica rimanenze	5	(2)	3
Riserva al 31 dicembre 2025	267	(77)	190

Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €30 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dei principi contabili internazionali, sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva negativa di €104 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva, pertanto, deriva dal processo di consolidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo ScpA e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore della partecipazione classificata come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

Altre riserve

Le altre riserve di €31.648 milioni riguardano:

Le riserve di utili per €31.507 milioni:

- riserva disponibile: €30.139 milioni, si incrementa di €2.109 milioni per effetto, tra l'altro, dell'attribuzione dell'utile 2024 (€6.419 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 14 maggio 2025. La riserva, inoltre, si decrementa principalmente per effetto: (i) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€1.881 milioni); (ii) della distribuzione agli azionisti della terza tranche del dividendo 2024 (€0,25 per azione pari a €764 milioni) e della quarta tranche del dividendo dell'esercizio 2024 (€0,25 per azione pari a €764 milioni) per azione deliberate rispettivamente nelle sedute del Consiglio di Amministrazione del 26 febbraio 2025 e del 3 aprile 2025; (iii) della distribuzione agli azionisti della prima tranche del dividendo 2025 (€0,26 per azione pari a €780 milioni) deliberata nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 24 luglio 2025;



- riserva da avanzo di fusione: €862 milioni. La riserva si incrementa di €1 milione per effetto dell'operazione di fusione per incorporazione della società Petroven SpA. La riserva accoglie l'avanzo di fusione derivante dalle incorporazioni di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, con effetto dal 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni), ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni) e Eni Finance International SA (€225 milioni) con effetto dal 21 dicembre 2023. Nel luglio 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie" e successivamente ricostruita a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986", per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto complessivamente a €0,785 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

La riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €46 milioni. Accoglie gli effetti dei piani di incentivazione di lungo termine azionario rilevati in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€22 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€24 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

La riserva piano di azionariato diffuso: €16 milioni. Accoglie gli effetti del piano di azionariato a favore dei dipendenti rilevati in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€7 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€9 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

Componente equity prestito obbligazionario convertibile: €79 milioni. Accoglie gli effetti della componente equity del prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n.18 - Passività finanziarie.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride ammontano complessivamente a €5 miliardi.

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 a 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 2,000% 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 2,750% 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 4,500% 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, e pari al tasso 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, e pari al tasso 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.

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile per la distribuzione ai soci
Capitale sociale	4.005		
Riserva legale	959	B	
Riserve di capitale	4.895		4.895
Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975	1	A,B,C	1
Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983	3	A,B,C	3
Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990	2	A,B,C	2
Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991	39	A,B,C	39
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000*	2.840	A,B,C	2.840
Riserva di rivalutazione Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	1.526	A,B,C	1.526
Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001	43	A,B,C	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	A,B,C	378
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	A,B,C	63
Altre riserve	31.648		
Riserve di utili :	31.507		31.507
- Riserva disponibile	30.139	A,B,C	30.139
- Riserva da avanzo di fusione	862	A,B,C	862
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	A,B,C	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	46	B	
Riserva piano azionariato diffuso	16	B	
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	79	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	190	B	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(6)	-	
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(30)	-	
Riserva IFRS 10 e 11	(104)	-	
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.782	-	
Azioni proprie acquistate	(2.782)	-	
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	-	
Utile dell'esercizio	4.429		
	50.986		

A) Disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per distribuzione ai soci

* la distribuzione ai soci presuppone l'osservanza delle disposizioni dei commi secondo e terzo dell'articolo 2445 del codice civile.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,5 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,49 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €34,9 miliardi.



26 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

Le garanzie di 96.112 milioni (€105.399 milioni al 31 dicembre 2024) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Imprese controllate	90.725	100.226
Imprese collegate e joint venture	3.387	3.798
Proprio	1.828	1.179
Altri	172	196
Totale	96.112	105.399

Nel normale svolgimento del business Eni SpA emette garanzie a favore delle società partecipate ed in particolare controllate, joint venture e collegate in relazione all'adempimento di obbligazioni contrattuali, partecipazioni a gare d'appalto e iniziative di business, impegni contrattuali di pagamento fee per servizi di rigassificazione, e altri impegni delle società partecipate, nonché garanzie a beneficio di banche e istituti finanziari che hanno erogato fondi a partecipate Eni o hanno posto in essere operazioni finanziarie. Alcune garanzie sono state rilasciate a amministrazioni fiscali e enti di Stato in relazione al pagamento di contributi e imposte ovvero in relazione al corretto adempimento di impegni assunti dalle partecipate. Le società partecipate rilasciano, generalmente, manleva ad Eni SpA a fronte delle garanzie rilasciate. L'impegno effettivo rispetto al valore nominale delle garanzie ammonta a €82.976 milioni e tiene conto dell'avanzamento delle attività e dei finanziamenti rimborsati (€91.568 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.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Impegni	41	38
Rischi	535	693
	576	731

Gli impegni di €41 milioni riguardano essenzialmente i contributi previsti dagli accordi e protocolli di intenti stipulati con la regione Sicilia e Basilicata connessi ai programmi di sviluppo delle attività Eni nelle regioni. I rischi di €535 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti principalmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni includono gli accordi derivanti dai contratti di approvvigionamento e trasporto di gas naturale di lungo termine, gli impegni relativi alla buona esecuzione dei lavori, gli impegni connessi al trasferimento di partecipazioni e rami d'azienda nonché Parent Company Guarantees rilasciate principalmente nell'interesse di partecipate del settore Exploration & Production, il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi. Sono inoltre inclusi gli impegni 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.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI¹

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.

¹ Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.



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, Eni Global Energy Markets SpA e 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 della 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 mercato - tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato, con impatto a patrimonio netto, o in caso di valutazione delle partecipazioni secondo il metodo del 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 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 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 quinquennale 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 quinquennale 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 mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 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	13,02	3,92	5,95	7,48
Tasso di cambio ^(a)	7,95	0,05	2,06	0,43	5,46	0,06	1,64	0,67

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

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

(€ milioni)	2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portafolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	28,13	0,06	12,29	0,06	64,60	1,05	19,98	3,09

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Refining evolution & transformation. 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 gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M e Revt nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.



(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 ^(a)	0,64	0,53	0,58	0,54	0,60	0,20	0,40	0,60

(\$ milioni)	2025				2024			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio USD ^(a)	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 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 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 (EGEM), da Eni Trade & Biofuels SpA (ETB), e da Eni Trading & Shipping Inc (ETS 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. Nel corso del 2025 Moody's 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 tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	
31.12.2025							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.285	2.384	5.405	1.907	2.102	7.866	21.949
Passività finanziarie a breve termine	21.759						21.759
Passività per beni in leasing	286	182	172	128	128	717	1.613
Passività per strumenti finanziari derivati	829	80	5			3	917
	25.159	2.646	5.582	2.035	2.230	8.586	46.238
Interessi su debiti finanziari	701	659	587	412	357	2.528	5.244
Interessi su passività per beni in leasing	73	64	55	47	41	148	428
	774	723	642	459	398	2.676	5.672

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale	
	2025	2026	2027	2028	2029		
31.12.2024							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.581	2.366	2.429	5.517	2.019	8.908	23.820
Passività finanziarie a breve termine	23.717						23.717
Passività per beni in leasing	375	257	182	169	112	735	1.830
Passività per strumenti finanziari derivati	2.625	132	12	43		55	2.867
	29.298	2.755	2.623	5.729	2.131	9.698	52.234
Interessi su debiti finanziari	741	675	632	551	369	2.785	5.753
Interessi su passività per beni in leasing	78	66	58	49	42	175	468
	819	741	690	600	411	2.960	6.221



Nella tavola 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	
31.12.2025				
Debiti commerciali	5.864			5.864
Altri debiti e anticipi	795	4	6	805
	6.659	4	6	6.669

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2025	2026-2029	Oltre	
31.12.2024				
Debiti commerciali	7.011			7.011
Altri debiti e anticipi	787	8	12	807
	7.798	8	12	7.818

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI²

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio 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 quinquennale 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	164	143	125	151	167	3.619	4.369
Costi relativi a fondi ambientali	362	173	125	102	97	143	1.002
Impegni di acquisto^(b)	16.006	13.511	12.631	11.927	9.957	70.004	134.036
- Gas							
Take-or-pay	15.132	13.050	12.214	11.549	9.711	69.736	131.392
Ship-or-pay	874	461	417	378	246	268	2.644
Altri impegni, di cui:	6	15				20	41
Memorandum di intenti Val d'Agri	6	15					21
Altri						20	20
Totale	16.538	13.842	12.881	12.180	10.221	73.786	139.448

(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.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quinquennio Eni SpA (comprensiva della joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,5 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
Impegni per progetti committed	398	290	189	152	79	69	1.177

² I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.



ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

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

(€ milioni)	2025			2024		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Proventi (oneri) rilevati a Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Proventi (oneri) rilevati a Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	(104)	452		(412)	88	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	553	13	1.232	(834)	7	(2.185)
- Strumenti finanziari derivati di copertura FVH ^(c)	38	(4)		42	42	
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico ^(d)	6.455	219		6.256	366	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	12		1	11		(1)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	6.834	(42)		9.738	39	
- Crediti finanziari ^(e)	20.148	(463)		21.908	2.643	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	(6.659)	196		(7.798)	(117)	
- Debiti finanziari ^(e)	(43.939)	(126)		(47.770)	(3.132)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €459 milioni di proventi (oneri per €199 milioni nel 2024) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €7 milioni di oneri (proventi per 287 milioni nel 2024).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per €192 milioni (proventi per €1.072 milioni nel 2024).

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

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €3 milioni di proventi (proventi per €19 milioni nel 2024) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €45 milioni di oneri (proventi per €20 milioni nel 2024).

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

INFORMAZIONI SULLE VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2025 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2025			2024		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	5.761	694		5.628	628	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	19	702	1	1.475		2
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		501		43		
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			12			11
Strumenti finanziari derivati non di copertura		91		101		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		52				
Strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge		38		42		
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	1	828		1	1.828	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					796	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		88			161	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					81	

Nel corso dell'esercizio 2025 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.



CONTENZIOSI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

REGOLAMENTAZIONE IN MATERIA AMBIENTALE

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento agli Schemi Emissions Trading in UE e UK (EU ETS e UK ETS), nell'esercizio 2025, a fronte di 3,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,1 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,1 milioni di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato, con consegna nel 2026.



27 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2025	2024
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliiferi	12.791	14.728
Gas naturale	9.720	11.639
Energia elettrica e utility	3.937	3.569
GNL	2.562	1.858
Greggi	1.228	1.528
Gestione sviluppo sistemi informatici	169	171
Vettoriamento gas su tratte estere	62	48
Altre vendite e prestazioni	1.575	1.486
	32.044	35.027
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(1)	(1)
	32.043	35.026

(€ milioni)	2025	2024
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	227	76
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	(128)	7
	99	83

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività

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

(€ milioni)	2025	2024
Accise su prodotti petroliferi	(7.454)	(7.793)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(229)	(281)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(218)	(240)
Ricavi operativi relativi a permutate greggi	(202)	(40)
	(8.103)	(8.354)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.



ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2025	2024
Proventi per attività in joint venture	49	51
Locazioni, affitti e noleggi	21	22
Plusvalenze da cessioni	7	7
Altri proventi	680	489
	757	569

Gli altri ricavi e proventi includono: (i) i proventi relativi alla gestione dei diritti di emissione e certificati di immissione in consumo di biocarburanti (€308 milioni); (ii) il corrispettivo riconosciuto da Terna in relazione al meccanismo di Capacity Market (€166 milioni).

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

28 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2025	2024
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	25.286	28.303
Costi per servizi	4.745	4.257
Costi per godimento di beni di terzi	317	330
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	385	510
Variazioni rimanenze	798	193
Altri oneri	902	687
	32.433	34.280

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2025	2024
Gas naturale	12.353	13.106
Materie prime, sussidiarie	7.848	9.086
Prodotti	3.860	4.851
Semilavorati	866	944
Materiali e materie di consumo	520	470
a dedurre:		
- costi per acquisti capitalizzati	(149)	(138)
- ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(12)	(16)
	25.286	28.303



I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2025	2024
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.121	957
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	1.054	870
Progettazione e direzione lavori	610	456
Manutenzioni	378	396
Consulenze e prestazioni professionali	351	318
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	349	360
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	313	291
Trasporti e movimentazioni	204	192
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	130	69
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	116	109
Viaggi, missioni e altri	93	98
Postali, telefoniche e ponti radio	85	88
Costi di vendita diversi	59	51
Altri	701	747
	5.564	5.002
a dedurre:		
- costi per servizi capitalizzati	(632)	(536)
- ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(187)	(209)
	4.745	4.257

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €148 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €317 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €72 milioni (€102 milioni nel 2024). Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza ammontano a €385 milioni e riguardano per €313 milioni l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.21 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €902 milioni includono essenzialmente: (i) gli oneri relativi alla gestione dei diritti di emissione e dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (€432 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€88 milioni); (iii) oneri per penalità contrattuali (€76 milioni); (iv) Certificati forestry (€45 milioni); (v) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonal, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€28 milioni).

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Salari e stipendi	873	845
Oneri sociali	242	233
Oneri per benefici ai dipendenti	93	104
Costi personale in comando	34	31
Altri costi	76	67
	1.318	1.280
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(112)	(107)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(35)	(37)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(6)	(6)
	1.165	1.130



Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2025	2024
Dirigenti	493	502
Quadri	3.754	3.756
Impiegati	4.986	4.977
Operai	856	905
	10.089	10.140

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

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.

L'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, che prevedono l'attribuzione fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione ai beneficiari di azioni Eni a titolo gratuito al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio.

Le caratteristiche di vesting dei Piani di remunerazione basati su azioni sono simili e sono collegate al raggiungimento degli obiettivi prefissati dalla Società in termini di risultati finanziari e, per l'attribuzione 2025, anche patrimoniali, apprezzamento delle azioni come benchmark rispetto a un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") e determinati KPI di sostenibilità ambientale e riduzione delle emissioni, in una percentuale rispettivamente del 40%, 25% e 35%, per il più recente piano di remunerazione azionaria. In passato, il vesting delle azioni includeva anche determinati obiettivi industriali.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni assegnabili a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente. Il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per 2 anni dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2025, n. 1.983.223 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 11,65 euro per azione; (ii) nel 2024, n. 1.889.808 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,39 euro per azione; (iii) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 euro per azione.

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 (€15,586 e €15,930 a seconda della grant date per l'attribuzione 2025; €14,428 e €13,416 a seconda della grant date per l'attribuzione 2024; €15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'attribuzione 2023), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (la cui incidenza media annuale rispetto al valore del titolo Eni alla data di attribuzione risulta pari a 7,2% e 7,1% per l'attribuzione 2025, 7,3% e 7,9% per l'attribuzione 2024, 6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023), considerando la volatilità del titolo (21,97% e 22,24% per l'attribuzione 2025; 23,7% e 21,8% per l'attribuzione 2024; 28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023), 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 ammontano a €16,1 milioni (€17,8 milioni nel 2024) 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 (27 novembre 2025) sono state attribuite complessivamente da parte di Eni nel 2025 n. 3.289.345 azioni e nel 2024 (27 novembre 2024) n. 3.102.700 azioni. I costi relativi al Piano di Azionariato Diffuso, rilevati in contropartita alle riserve di patrimonio netto, ammontano a €7 milioni nel 2025 e a €0,6 milioni nel 2024.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2025 e il 2024 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €40 milioni e a €56 milioni, e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Salari e stipendi	23	33
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	3
Altri benefici a lungo termine	15	20
	40	56

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,8 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €401 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società.



29 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2025	2024
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	5.287	5.768
Oneri finanziari	(5.901)	(6.533)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	219	366
	(395)	(399)
Strumenti finanziari derivati	(7)	287
	(402)	(112)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(728)	(768)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(727)	(1.389)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(82)	(87)
Interessi attivi su depositi e c/c	101	179
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	196	345
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	23	21
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.020	1.540
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(11)	(12)
	(208)	(171)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive di cambio	4.120	3.977
Differenze passive di cambio	(4.218)	(4.134)
	(98)	(157)
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(61)	(49)
Commissioni per servizi finanziari	31	30
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(39)	(32)
Interessi su crediti d'imposta	3	
Altri proventi	6	19
Altri oneri	(47)	(77)
	(107)	(109)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	18	38
	(395)	(399)

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

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €7 milioni, sono indicati alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.



30 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Dividendi	4.255	6.931
Plusvalenze nette da vendite	3.421	
Altri proventi	73	587
Totale proventi	7.749	7.518
Svalutazioni e altri oneri	(2.585)	(1.351)
	5.164	6.167

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Dividendi		
Eni International BV	3.616	5.669
Eni Global Energy Markets SpA	107	91
Enilive SpA	97	127
SeaCorridor Srl	95	95
Saipem SpA	72	
Eni Plenitude SpA Società Benefit	69	50
Eni Trade & Biofuels SpA	69	25
EniPower SpA	50	40
Ecofuel SpA	42	60
Export LNG Ltd	17	275
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	8	7
Mozambique Rovuma Venture SpA	5	
Eni International Resources Ltd	4	1
Norpipe Terminal Holdco Ltd	3	3
Servizi Aerei SpA	1	
Eni Investments Plc		385
Eni Insurance DAC		100
Eni Industrial Evolution SpA		2
Altre		1
	4.255	6.931
Plusvalenze nette da vendite		
Enilive SpA	2.506	
Eni Plenitude SpA Società Benefit	915	
	3.421	
Altri proventi		
Ripresa di valore EniProgetti SpA	52	
Ripresa di valore Floaters SpA	5	
Eni Trading&Shipping SpA - in liquidazione	4	6
Ripresa di valore Agenzia Giornalistica Italia SpA	2	
Ripresa di valore Saipem SpA		539
Ripresa di valore Eni Plenitude SpA Società Benefit		11
Ripresa di valore LNG Shipping SpA		9
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SAU		8
Altri proventi	10	14
	73	587
Totale proventi	7.749	7.518



Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Svalutazioni		
Versalis SpA	1.205	603
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	711	36
Eni Petroleum Co Inc	287	399
Eni Natural Energies SpA	100	
Saipem SpA	36	
EniBioCh4in SpA	23	
Export LNG Ltd	19	240
Eni España Comercializadora de Gas SAU	10	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	
Eni Rewind SpA	1	
Eni Mozambico SpA		52
Agenzia Giornalistica Italia SpA		3
EniProgetti SpA		2
Eni Industrial Evolution SpA		2
Eni Timor Leste SpA		2
Altre minori	4	
	2.399	1.339
Altri oneri		
Accantonamento per copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	112	
Accantonamento per copertura perdite Versalis SpA	55	
Oneri per cessione Seacorridor Srl	18	12
Altri oneri	1	
	186	12
Totale oneri	2.585	1.351

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
IRES	440	659
IRAP		1
Altre Imposte correnti	53	
Totale imposte correnti	493	660
Imposte differite	23	77
Imposte anticipate (a)	400	743
Totale imposte differite e anticipate	423	820
Totale imposte estere	(38)	(59)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	878	1.421
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	(2)	
Imposte correnti relative alle joint operation	(1)	
Totale imposte sul reddito joint operation	(3)	
	875	1.421

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 – Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite.



Le imposte Ires, positive per €440 milioni, comprendono gli effetti dell'utilizzo di riserve di capitale in sospensione di imposta liberate in osservanza delle disposizioni dall'art. 2445 del Codice civile che comporta, tra l'altro, il riconoscimento del credito di imposta relativa alla restituzione dell'imposta sostitutiva assolta in sede di costituzione della riserva.

L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2019.

L'analisi della differenza tra le imposte teoriche e le imposte effettive di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2025		2024	
		Incidenza %		Incidenza %
Utile prima delle imposte	3.554		4.998	
Imposte teoriche	853	24,00%	1.200	24,00%
<i>Variazioni in aumento (diminuzione):</i>				
- dividendi esclusi da tassazione	(970)	-27,29%	(1.518)	-30,37%
- valutazione anticipate Ires			(1.256)	-25,13%
- cessioni pex	(778)	-21,90%		
- valutazione partecipazioni	561	15,79%	108	2,16%
- perdite fiscali società consolidate	(693)	-19,50%	72	1,44%
- Irap corrente			(1)	-0,02%
- Imposte anticipate e differite Irap	(6)	-0,17%	(17)	-0,34%
- imposte estere	38	1,07%	59	1,18%
- altre variazioni	120	3,38%	(68)	-1,35%
Totale imposte sul reddito	(875)	-24,62%	(1.421)	-28,43%

32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture;
- (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 dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:



ESERCIZIO 2025

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2025					2025		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		2				13.394	8		
Agip Karachaganak BV		3				2.939	10		
Bioraffineria di Gela SpA		10	7			48	73	7	
Ecofuel SpA		12	22			53	2	261	
Eni Abu Dhabi BV		15	4			46.781	28	1	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.402			
Eni Congo SAU		63	15			713	72	181	
Eni Côte d'Ivoire Ltd		19				1.444	48		
Eni España Comercializadora de Gas SAU		47		6	1	30	1.063	191	8
Eni Global Energy Markets SpA		1.136	964	943	673	2.976	3.888	1.805	1.132
Eni Indonesia Ltd		48				62	61	192	
Eni International BV		3				304	2		
Eni Lasmo Plc						549			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		38	38			54	84	351	
Eni México S. de RL de CV		19				130	39		
Eni Muara Bakau BV		16					13	154	
Eni New Energy US Inc						68			
Eni North Africa BV		22	1			22	60	17	
Eni Petroleum US Llc						294			
Eni Plenitude France SAS (ex Eni Gas & Power France SA)		82	1	81	10	47	609		145
Eni Plenitude Iberia SLU						55			
Eni Plenitude SpA Società Benefit		409	37	238	135	768	2.718		188
Eni Rewind SpA		25	214			995	58	503	
Eni Trade & Biofuels SpA		180	725	20	1	3.726	1.495	8.266	15
Eni Trading & Shipping Inc		(1)	7			767	3	861	
Eni UK Ltd		7	3			420	14	1	
Eni US Operating Co Inc						129	1	1	
Eni USA Gas Marketing Llc						1.192			
Enilive Deutschland GmbH		30				9	1.106		
Enilive SpA		1.188	241			1.008	8.113	1.945	
Enilive Suisse SA		5					113		
Enimoov SpA		606	2			38	2.122		
EniPower Mantova SpA		1	159			6		176	
EniPower SpA		33	504			6	18	606	
EniProgetti SpA		26	66			12	26	160	
EniServizi SpA		13	32			9	45	131	
Floaters SpA			4	12		2.552	1	6	
Gruppo Neptune		5				102	10	152	
Ieoc Production BV		39				3	78		
LNG Shipping SpA		5	13			163	2	123	
Versalis France SAS				1		92			
Versalis SpA		107	15			229	514	65	
VME Oilfield Chemicals Llc						112			
Altre*		177	101		1	474	322	218	
		4.390	3.175	1.301	821	86.177	22.819	16.374	1.488



Denominazione	(€ milioni)	31.12.2025					2025		
		Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese collegate e joint venture									
Azule Energy Angola BV		15				67	15		
Azule Energy Angola SpA		43				2.872	56		
Damietta LNG (DLNG) SAE			69					72	
In Salah Gas Ltd			57					279	
North Sea Wind Ltd						168			
Saipem SpA		1	59			9	6	173	
Società EniPower Ferrara Srl			122			21	1	187	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA		22	500				24	16	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		57	19					270	
Vår Energi ASA		6	50			247	10	724	
Altre*		100	8			3	123	33	
		244	884			3.387	235	1.754	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Snam		108	247				54	1.086	
Gruppo Terna		59	34				293	172	4
GSE - Gestore Servizi Energetici		50	50				1.247	737	
Altre*		1	7				6	54	
		218	338				1.600	2.049	4
Altri soggetti correlati									
			3				1	35	
		4.852	4.400	1.301	821	89.564	24.655	20.212	1.492

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché includono i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

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

ESERCIZIO 2024

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2024					2024		
		Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		2				15.151	8		
Agip Karachaganak BV		3				3.325	10		
Bioraffineria di Gela SpA		9	9			132	59	14	
Ecofuel Spa		12	34			57	2	284	
Eni Abu Dhabi BV		3	3			52.918	21	2	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.849			
Eni Arguni I Ltd						54			
Eni Congo SAU		97	23				91	110	
Eni Côte d'Ivoire Ltd		32	1			576	55		
Eni España Comercializadora de Gas SAU		65	2		1	30	862	116	(6)
Eni Gas & Power France SA		108	1	43	96	254	567		(66)
Eni Global Energy Markets SpA		1.518	1.449	996	2.183	2.627	3.420	1.970	(1.080)
Eni Indonesia Ltd		35	5			7	74	242	
Eni International BV		5				193	17		
Eni Lasmo PLC						622			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		38	89			70	98	260	
Eni México S. de RL de CV		29				165	50		
Eni Muara Bakau BV		11	17				16	164	
Eni North Africa BV		16	2			25	45	50	



Denominazione	(€ milioni)	31.12.2024					2024		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
Eni Petroleum US LLC						460			
Eni Plenitude Iberia SLU						85			
Eni Plenitude Renewables Spain SLU						68			
Eni Plenitude SpA Società Benefit		574	7	327	353	746	2.683		(149)
Eni Rewind SpA		31	200			1.013	56	422	
Eni Timor 22-23 BV						55			
Eni Trade & Biofuels SpA		126	1.120		1	4.008	1.460	10.670	5
Eni Trading & Shipping Inc		1	50			976	1	766	
Eni UK Ltd		13	3			811	38	4	
Eni ULX Ltd						296			
Eni US Operating Co. Inc.						134	1		
Eni USA Gas Marketing LLC						1.351			
Enilive Deutschland GmbH		140				10	1.476		
Enilive France Sàrl		1				54	7		
Enilive SpA		1.245	166	2		1.123	9.729	1.677	
Enilive Suisse SA		8					155		
Enimoov SpA		634	3			39	2.358	2	
EniPower Mantova SpA		1	114			6	1	134	
EniPower SpA		31	415			6	18	506	
EniProgetti SpA		15	78			11	25	173	
EniServizi SpA		12	43			9	43	156	
Gruppo Neptune		4	12			19	4	174	
Ieoc Production BV		20				6	60		
LNG Shipping SpA		14	10			184	10	137	
Versalis France SAS				1	2	96			
Versalis SpA		121	23			130	608	77	
Altre*		174	117	2	22	527	359	204	
		5.148	3.996	1.371	2.658	92.278	24.487	18.314	(1.296)
Imprese collegate e joint venture									
Azule Energy Angola BV		7				76	14		
Azule Energy Angola SpA		16				3.267	64		
Damietta LNG (DLNG) SAE			28				3	74	
North Sea Wind Ltd						177			
Saipem SpA		1	35			9	3	122	
Società EniPower Ferrara Srl			84			15	1	135	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA		12	491				16	14	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		61	27					248	
Vår Energi ASA		11	70			248	14	697	
Altre*		57	8			5	58	27	
		165	743			3.797	173	1.317	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Snam		193	436				196	1.340	
Gruppo Terna		66	29				295	146	10
GSE - Gestore Servizi Energetici		96	43				1.183	681	
Altre*		6	7				13	32	
		361	515				1.687	2.199	10
Altri soggetti correlati									
			3				1	32	
		5.674	5.257	1.371	2.658	96.075	26.348	21.862	(1.286)

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché includono i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

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



I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Trading & Shipping Inc. e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti e l'acquisto di prodotti da Enilive SpA;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Enilive SpA, Enimoov SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA), nonché di greggi a Enilive Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Enilive Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Plenitude France SAS, Eni España Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la cessione dei diritti di emissione della CO2 ad Eni Global Energy Markets SpA;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit, EniPower SpA, Versalis SpA, Enilive SpA, EniServizi SpA, Eni Rewind SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, In Salah Gas Ltd, Gruppo Neptune, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Ltd, Eni España Comercializadora de Gas SAU e Vår Energi ASA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA e da Saipem SpA;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SAU, leoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Côte d'Ivoire Ltd, Eni México S. De R.L. e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di titoli ambientali da EniPower SpA e l'acquisto di energia elettrica da Enilive SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con Damietta LNG (DLNG) SAE che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione di LNG;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance SpA). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni España Comercializadora de Gas SAU e Eni Plenitude France SAS.

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

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12, 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;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.



I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €23 milioni e debiti per contributi da versare per €2 milioni;
- costi per contributi versati al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni – FISDE per €4 milioni e debiti per contributi da versare per €1 milione;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €4 milioni e €4 milioni.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2025

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2025			2025		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Imprese controllate							
Agip Caspian Sea BV			155		1	11	
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd		172	86		12	8	
Agip Karachaganak BV		2	55		1	4	
Banque Eni SA		221			8	1	
Bioraffineria di Gela SpA		220		39	2		
Eni Abu Dhabi BV		880	211		53	7	
Eni Algeria Exploration BV			453		1	1	
Eni Algeria Production BV		200	3		4		
Eni BTC Ltd			860			9	
Eni Congo SAU		3.857			206		3
Eni Côte d'Ivoire Ltd		1.792	5		151	1	
Eni G&P Trading BV			82			6	(9)
Eni Ganai Deepwater Ltd			59			3	
Eni Ghana Exploration and Production Ltd			93			11	
Eni Global Energy Markets SpA		173	1.090		14	5	
Eni In Amenas Ltd			53			8	
Eni Insurance SpA			509			10	
Eni International BV			1.620			81	(1)
Eni International NA NV Sàrl			60			5	
Eni International Resources Ltd		51	27		1	1	
Eni Investments Plc			403			32	
Eni Iraq BV			209			3	
Eni JPDA 03-13 Ltd			69			3	
Eni Kenya BV		23	14	214	4		
Eni Lasmo Plc			1.016			35	
Eni Marine Services SpA			107			5	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		495		175	15		
Eni México S. de RL de CV		1.754		3	123		
Eni Muara Bakau BV		55			2		
Eni Natural Energies Kenya EPZ Ltd		1	61		1	1	
Eni New Energy US Holding Llc				64			
Eni North Africa BV		200	1		2	5	3
Eni Petroleum Co Inc		1	520		1	19	
Eni Plenitude France SAS (ex Eni Gas & Power France SA)			111			2	
Eni Plenitude Renewables Italy SpA		52	32		1	1	
Eni Plenitude SpA Società Benefit		2.051			55	1	(68)
Eni Qatar BV		153			4		
Eni Rapak Deepwater Ltd			109			3	
Eni Rewind SpA			1.750		3	42	



Denominazione	(€ milioni)	31.12.2025			2025		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Eni Trade & Biofuels SpA			2.061	1.662	38	24	1
Eni Trading & Shipping Inc			87	60	2	1	
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV		165			6		
Eni UK Ltd			427			22	
Eni ULX Ltd			259			9	
Eni Venezuela BV		462	1		37		
Enilive Deutschland GmbH			137			10	
Enilive SpA		821	1.624	870	12	20	8
Enilive US Inc		140	1		6		
Enimoov SpA		1	459			14	
EniPower Mantova SpA			79			4	
EniPower SpA		2	916			52	
EniProgetti SpA		101	98		3	2	
Finproject SpA		94	18		2		
Floaters SpA			800	1.388	1	33	124
Gruppo Neptune		98	685		8	67	1
Ieoc Production BV			594			11	
LNG Shipping SpA			284			7	
Nigerian Agip Exploration Ltd		88	171		6	15	
Novamont SpA		240			7		
Versalis France SAS		354			7		10
Versalis SpA		1.643	18	55	44	1	1
Altre*		500	664	18	23	35	2
		17.062	19.206	4.548	867	651	75
Imprese collegate e joint venture							
Mozambique Rovuma Venture SpA		2.318			147		
Altre*		39	56		4	7	
		2.357	56		151	7	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre*			5			1	
			5			1	
		19.419	19.267	4.548	1.018	659	75

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

ESERCIZIO 2024

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2024			2024		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Imprese controllate							
Agip Caspian Sea BV		2	80		1	20	
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd		195	182		6	4	
Agip Karachaganak BV		1	121		1	8	
Banque Eni SA		257	4		11	1	
Bioraffineria di Gela SpA		116			4		
Eni Abu Dhabi BV		1.068	275		64	15	
Eni Algeria Production BV		55			2		
Eni Canada Holding Ltd			61			3	
Eni Congo SAU		3.722		427	239		



Denominazione	31.12.2024	2024				
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Eni Côte d'Ivoire Ltd	2.824	2	981	144	4	
Eni G&P Trading BV		304			2	3
Eni Ganai Deepwater Ltd		72				
Eni Ghana Exploration and Production Ltd		235		7	5	
Eni Global Energy Markets SpA	494	3	147	173	161	1
Eni In Amenas Ltd		183			7	
Eni In Salah Ltd		224			9	
Eni Insurance DAC		70			10	
Eni International BV		3.638	115	3	250	
Eni International NA NV Sàrl		68			7	
Eni Investments Plc		855			86	
Eni Iraq BV		235			3	
Eni JPDA 03-13 Ltd		88			5	
Eni Kenya BV	118		242	3		
Eni Lasmo PLC		1.153			28	
Eni Marine Services SpA		83			2	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	628		175	21	3	
Eni México S. de RL de CV	2.127	43	19	144		
Eni Mozambique LNG Holding BV	58			3		
Eni North Africa BV		135		1	6	(4)
Eni Oman BV		53			2	
Eni Petroleum Co Inc		631		27	13	
Eni Plenitude Renewables Italy SpA	65			2		
Eni Plenitude SpA Società Benefit	2.116	1		57	2	39
Eni Rewind SpA		1.878		3	69	
Eni Trade & Biofuels SpA	1.267	2.101	1.196	181	126	
Eni Trading & Shipping Inc		148	72	4	1	
Eni Transporte y Suministro Mexico S. de RL de CV	95			3	1	
Eni Turkmenistan Ltd		89			12	
Eni UK Ltd		630	1		16	3
Eni Venezuela BV	533	39		52	4	
Enilive Deutschland GmbH		435			28	
Enilive SpA	402	594		61	50	6
Enilive US Inc	129			6		
Enimoov SpA		458		3	28	
EniPower Mantova SpA		149			7	
EniPower SpA		982			56	
EniProgetti SpA	100	38	2	3	2	
Finproject SpA	70	8				
Floaters SpA		1.611	4.457	40	22	(33)
Gruppo Neptune	183	2.319		9	51	(1)
Ieoc Production BV	60	3			14	
LNG Shipping SpA		298			13	1
Nigerian Agip Exploration Ltd	105	360		7	14	
Novamont SpA	240	2		5		
Versalis France SAS	272	1		6		(7)
Versalis SpA	1.982	1	55	57	2	(2)
Altre*	602	783	59	87	99	
	19.886	21.726	7.948	1.440	1.271	6



Denominazione	(€ milioni)	31.12.2024			2024		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Imprese collegate e joint venture							
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.769			132	3	
Pengerang Biorefinery Sdn Bhd		60					
Vår Energi ASA							
Altre*		1	71	1	3	10	
		1.830	71	1	135	13	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre*			4		1	1	
			4		1	1	
		21.716	21.801	7.949	1.576	1.285	6

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

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 – Altre attività finanziarie e n. 18 – Passività finanziarie.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, Impegni e rischi.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2025			31.12.2024		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	5.602	22	0,39	5.142	57	1,11
Altre attività finanziarie correnti	11.980	11.268	94,06	6.041	6.037	99,93
Crediti commerciali e altri crediti	6.834	4.690	68,63	9.738	5.484	56,32
Altre Attività correnti	1.652	1.245	75,36	1.825	1.366	74,85
Altre Attività finanziarie non correnti	8.168	8.129	99,52	15.867	15.623	98,46
Altre Attività non correnti	434	218	50,23	435	194	44,60
Passività finanziarie a breve termine	21.759	18.301	84,11	23.717	20.662	87,12
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.654	-	n.s.	2.968	-	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	292	128	43,84	378	190	50,26
Debiti commerciali e altri debiti	6.659	3.887	58,37	7.798	4.732	60,68
Altre passività correnti	2.058	812	39,46	3.822	2.563	67,06
Passività finanziarie a lungo termine	19.526	2	0,01	21.085	3	0,01
Passività per beni in leasing a lungo termine	1.326	836	63,05	1.455	946	65,02
Altre passività non correnti	690	522	75,65	1.111	620	55,81



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

(€ milioni)	2025			2024		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	32.043	23.691	73,94	35.026	25.353	72,38
Altri ricavi e proventi	757	532	70,28	569	449	78,91
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.433	19.695	60,73	34.280	21.267	62,04
Altri proventi (oneri) operativi	472	1.492	316,10	(192)	(1.286)	n.s.
Proventi finanziari	5.287	1.018	19,25	5.768	1.576	27,32
Oneri finanziari	5.901	659	11,17	6.533	1.285	19,67
Strumenti finanziari derivati	(7)	75	n.s.	287	6	2,09

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

(€ milioni)	2025	2024
Ricavi e proventi	24.412	25.915
Costi e oneri	(19.756)	(21.323)
Altri proventi (oneri) operativi	1.492	(1.286)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(1.594)	2.603
Interessi	342	250
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.896	6.159
Investimenti in attività materiali e immateriali	(138)	(100)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(16)	3
Variazione crediti finanziari	1.027	372
Flusso di cassa netto da attività di investimento	873	275
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(1.818)	(855)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.818)	(855)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	3.951	5.579

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

(€ milioni)	2025			2024		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	5.584	4.896	87,68	5.407	6.159	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	2.988	873	29,22	(1.412)	275	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(8.093)	(1.818)	22	(5.992)	(855)	14,27



33 Erogazioni pubbliche – informativa ex art. 1, Commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, 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 cassa¹.

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:

EROGAZIONI CONCESSE

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Eni Foundation	4.198.360
Fondazione Enrico Mattei (FEEM)	4.000.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.256.520
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Associazione Be Human	500.000
Associazione della Croce Rossa Italiana	300.000
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
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 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.



34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

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

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

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

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

In data 14 novembre 2025, con decorrenza 1° gennaio 2026, è stato conferito il ramo di azienda dell'unità di business Refining Evolution & Transformation alla nuova società Eni Industrial Evolution SpA, con l'obiettivo di assicurare la gestione degli asset tradizionali (raffinerie e depositi) in Europa e Medio Oriente e di consolidare il percorso di trasformazione industriale, anche in ottica di economia circolare, attraverso lo sviluppo di nuove filiere industriali.

Non si segnalano altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ad eccezione di quanto già illustrato nelle note del bilancio consolidato.



Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.429.299.314,78 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 4.429.299.314,78 euro alla riserva disponibile.

18 marzo 2026

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Giuseppe Zafarana



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

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2025.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio 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 d'esercizio 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.
 - 3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

18 marzo 2026

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari