



Eni: risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2025

Significativi progressi nella strategia e nei risultati finanziari

- La efficace esecuzione della strategia si riflette negli eccellenti risultati del IV trimestre e dell'anno.
- I traguardi operativi hanno sostenuto una redditività resiliente, capace di assorbire in gran parte i negativi effetti dei prezzi upstream e del cambio.
- Utile netto adjusted del IV trimestre a €1,20 mld, in aumento del 35% vs anno precedente; flusso di cassa operativo a €3 mld in aumento del 4%. Il flusso di cassa molto superiore al piano e la gestione attiva del portafoglio hanno contribuito a ridurre il rapporto d'indebitamento al livello storicamente contenuto del 14%.
- Avviati sei progetti principali in E&P in Angola, Indonesia, Norvegia e Congo. Produzione annua di 1,73 mln boe/giorno superiore alle aspettative:
 - Crescita produttiva di oltre il 7% nel periodo 2022-2025, raggiungendo 1,84 mln boe/giorno nel IV trimestre;
 - Tasso di rimpiazzo organico delle riserve al 167%, al top dell'industria. Le attività esplorative hanno incrementato la nostra base di risorse con 0,9 mld di boe di nuove scoperte;
 - Accordo con Petronas per il lancio della JV in Indonesia e Malesia; avvio previsto dalla metà del 2026 in linea con i piani;
 - Significativi progressi verso la decisione finale d'investimento del progetto Argentina LNG, con YPF e XRG.
- Espansione di GGP nel mercato GNL con nuovi contratti di vendita di lungo termine in Turchia e Thailandia.
- Significativi progressi nelle attività della transizione:
 - Plenitude cresce con le rinnovabili di Neoen in Francia e con nuovi clienti dall'acquisizione in corso di Acea Energia;
 - In esecuzione un solido portafoglio di progetti nei biocarburanti per triplicare la capacità al 2030;
 - Investimento del 20% da parte del fondo Ares in Plenitude con un incasso di €2 mld; costituita una joint venture con GIP per le nostre attività CCS.

Roma, 26 febbraio 2026 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del quarto trimestre e dell'esercizio 2025 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel 2025 abbiamo ottenuto risultati strutturalmente solidi in termini industriali ed economico-finanziari, grazie all'esecuzione della nostra strategia, costruita nell'arco degli ultimi anni. Abbiamo realizzato progetti rilevanti nel rispetto dei tempi e dei costi previsti, riducendo il nostro livello di indebitamento e aumentando la distribuzione per gli azionisti. I risultati di Exploration & Production sono stati eccellenti, trainati dalla crescita della produzione e dal contenimento dei costi. La produzione annua ha superato la guidance, registrando una crescita underlying del 4%, sostenuta dall'avvio di sei progetti rilevanti. Inoltre, abbiamo rafforzato il profilo di produzione di medio termine grazie a quattro importanti decisioni finali di investimento. Stiamo finalizzando la nostra business combination con Petronas focalizzata sul mercato GNL in Indonesia e Malesia. I nostri business della transizione, Enilive e Plenitude, hanno generato crescita e valore rilevanti, contribuendo a diversificare ulteriormente e consolidare i risultati del Gruppo. In un mercato sfidante per rinnovabili e prodotti low carbon, questi business hanno beneficiato della resilienza dei nostri modelli integrati, ottenendo una valorizzazione complessiva da parte degli investitori di private equity di oltre €23 mld in termini di enterprise value.

Questi progressi nell'esecuzione della nostra strategia si sono tradotti in risultati finanziari significativi: il flusso di cassa operativo del 2025 ha raggiunto €12,5 mld, battendo la previsione di piano rivista per tenere conto del peggioramento dello scenario, e il rapporto di indebitamento su base proforma si è attestato al 14%. Allo stesso tempo, abbiamo incrementato la distribuzione degli azionisti, aumentando del 20% il valore del nostro programma di buy-back. Nonostante un contesto volatile, nel 2025 Eni ha dimostrato di saper combinare crescita delle produzioni, riduzione degli investimenti, riduzione del debito ed aumento della remunerazione."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

III Trim. 2025			IV Trim.			Esercizio		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.756	Produzione di idrocarburi	mgli di boe/g	1.839	1.716	7	1.728	1.707	1
4,8	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	5,8	4,1	41	5,8	4,1	41
2.996	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	2.865	2.699	6	12.223	14.322	(15)
2.073	società consolidate		1.782	1.694	5	8.344	10.348	(19)
923	società partecipate rilevanti ^(b)		1.083	1.005	8	3.879	3.974	(2)
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)							
2.638	E&P		2.795	2.780	1	11.163	13.022	(14)
346	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		186	279	(33)	1.392	1.274	9
331	Enilive e Plenitude		279	133	110	1.208	1.143	6
(53)	Refining e Chimica		(109)	(275)	60	(689)	(713)	3
(266)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(286)	(218)		(851)	(404)	
2.273	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		2.011	1.925	4	9.233	11.125	(17)
1.247	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		1.196	885	35	4.989	5.257	(5)
803	Utile (perdita) netto ^(c)		90	230	(61)	2.608	2.624	(1)
3.297	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		3.010	2.889	4	12.496	13.590	(8)
3.078	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.350	3.620	20	13.330	13.092	2
1.990	Investimenti organici ^(d)		2.617	2.693	(3)	8.521	8.804	(3)
9.931	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		9.386	12.175	(23)	9.386	12.175	(23)
52.966	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		52.787	55.648	(5)	52.787	55.648	(5)
0,16	Gearing ante lease liability ex IFRS 16 ^{(a)(e)}		0,14	0,18		0,14	0,18	

(a) Per la definizione delle Non-GAAP measure si rinvia alle pagine 20 e successive.

(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 26.

(c) Di competenza azionisti Eni.

(d) Esclude acquisizioni del controllo di business o di quote di minoranza ed altri item non organici.

(e) Dato al 31 dic. 2025 su base proforma, considerando dismissioni/acquisizioni in corso.

Highlight strategici e finanziari

E&P ha conseguito solidi risultati. Produzione annua superiore alle attese e applicazione del Dual Exploration model per generare valore

- Nel quarto trimestre 2025 la produzione di petrolio e gas è cresciuta di oltre il 7% vs anno precedente e del 5% su base sequenziale a 1,84 mln boe/g, grazie alla rapidità ed efficiente schedulazione degli avvisi e della messa a regime dei nuovi giacimenti, nonché all'eccellente regolarità di marcia della base produttiva; nell'anno produzione a 1,73 mln di boe/g, +4% di crescita al netto delle dismissioni vs 2024.
- Tasso di rimpiazzo delle riserve del 167% su base organica, 162% all sources, al top dell'industria. Le risorse esplorative aggiunte nell'anno sono state 900 mln di boe, compresa la scoperta a gas Konta nel bacino di Kutei nel quarto trimestre, con un potenziale minerario di oltre 1 TCF, prossima a impianti produttivi esistenti per uno sviluppo accelerato.
- Accordo vincolante con Petronas per la costituzione di un satellite E&P a controllo congiunto in Indonesia e Malesia, che integrerà due portafogli con elevato potenziale minerario a gas e produzione iniziale di oltre 300 Kboe/g, attesa crescere rapidamente fino a un livello sostenibile di oltre 500 Kboe/g. La società inizierà ad operare entro metà 2026.
- Ingresso in Uruguay con il farm-in del 50% e l'operatorship del Blocco OFF-5 nell'offshore del Paese.
- Iniziata in anticipo rispetto al previsto la fase 2 del progetto Congo FLNG, portando la capacità produttiva a 3 MTPA (dagli attuali 0,6 MTPA). Il primo carico di GNL è avvenuto a febbraio 2026.
- La JV Azule ha avviato il progetto operato NGC, il primo progetto a gas non associato in Angola, che alimenta l'impianto di esportazione Angola LNG nonché il mercato domestico. A febbraio 2026 raggiunta la prima produzione di gas.
- Progetto Argentina LNG da 12 MTPA progredisce verso la FID con la firma con i partner del Joint Development Agreement.
- Negli eventi successivi, la cessione di un'ulteriore quota del 10% nel giacimento Baleine in Costa d'Avorio a Socar, con finalizzazione prevista nel primo trimestre 2026.

GGP: firmati contratti di vendita a lungo termine di 1,2 MTPA di GNL in Thailandia e Turchia, nell'ambito della strategia di diversificazione della presenza globale nel mercato GNL e di sviluppare strategiche partnership commerciali

I satelliti della transizione procedono nel pieno rispetto dei piani verso gli obiettivi chiave, con redditività attesa in miglioramento

- Con l'accordo vincolante per l'acquisizione di Acea Energia firmato a dicembre, Plenitude rafforzerà la presenza nel mercato italiano retail dell'energia, raggiungendo fin da subito l'obiettivo di 11 mln di clienti in Europa, inizialmente previsto per il 2028. Il completamento dell'operazione, soggetto alle ordinarie approvazioni, è atteso entro giugno 2026.
- Plenitude ha finalizzato l'acquisizione di Neoen con 0,76 GW di capacità di generazione in Francia. La capacità rinnovabile installata ha superato i 5,8 GW, con un portafoglio progetti in sviluppo che consentirà di raggiungere 10 GW entro il 2028.
- Avviata la costruzione della bioraffineria di Pengerang in Malesia, in JV con Petronas ed Euglena, progettata per la lavorazione di 650 mila tonnellate annue di materia prima. Il progetto rientra nel portafoglio di iniziative di sviluppo di Enilive, a vari stadi di realizzazione, per triplicare la capacità produttiva entro il 2030 dagli attuali 1,7 MTPA.
- Valore realizzato dalla strategia satellitare:
 - Finalizzato l'investimento del 20% del Fondo Ares nell'equity di Plenitude per €2 mld, esplicitando un valore d'impresa di oltre €12 mld.
 - Finalizzato l'investimento del 49,99% da parte del fondo GIP nell'attività CCS Eni, dando vita a una partnership strategica per sviluppare e valorizzare il portafoglio di progetti di decarbonizzazione Eni.

I risultati consolidati del IVQ '25 dimostrano la resilienza del modello di business di Eni, sostenuto dalla crescita profittevole della produzione oil&gas, dalla diversificazione del portafoglio e dalla rigorosa disciplina nei costi e negli investimenti

- EBIT proforma adjusted di Gruppo del quarto trimestre 2025 di €2,87 mld, superiore al 2024 nonostante il calo del petrolio (-15%) e l'apprezzamento del 9% dell'euro verso il dollaro, grazie alla crescita dei volumi e all'efficienza. L'utile netto adjusted di €1,2 mld (+35% vs periodo di confronto) ha beneficiato di un tax rate del 37% (circa 44% su base annua).
 - E&P: EBIT proforma adjusted pari a €2,80 mld (in aumento rispetto al trimestre di confronto) sostenuto dalla crescita produttiva e dalle iniziative di efficienza che hanno compensato i minori prezzi di realizzo del petrolio e l'effetto cambio.
 - GGP e Power: EBIT proforma adjusted di €0,19 mld, in linea con la guidance, grazie al miglioramento dei margini derivante dall'ottimizzazione del portafoglio gas e GNL e dall'asset-backed trading in un contesto di mercato debole.
 - Enilive: EBIT proforma adjusted di €0,18 mld (EBITDA proforma adjusted pari a €0,26 mld), più che triplicando il quarto trimestre '24, grazie alla ripresa dei margini dei biocarburanti. Plenitude: EBIT proforma adjusted di €0,10 mld (€0,23 mld di EBITDA proforma adjusted), in crescita rispetto allo stesso trimestre del '24.
 - Refining è tornata in utile (vs. la perdita nel trimestre di confronto) per effetto dei migliorati margini dei prodotti. La Chimica ha registrato una perdita di €0,2 mld nel quadro della prolungata recessione dell'industria europea, nonostante i benefici della ristrutturazione in corso.
- Il flusso di cassa adjusted prima del capitale circolante è stato di €3,01 mld, finanziando investimenti lordi di €2,62 mld. Le operazioni di portafoglio del trimestre (€1,73 mld di incassi netti) hanno riguardato l'investimento da parte di Ares in Plenitude e quello di GIP nel business della CCS. I ritorni di cassa agli azionisti di €1,4 mld, includono la seconda tranche del dividendo 2025 (€0,77 mld) e il riacquisto di azioni proprie (€0,67 mld). Le iniziative di cassa relative principalmente all'ottimizzazione del circolante hanno contribuito con €4 mld nell'intero esercizio assorbendo gli effetti dello scenario. L'indebitamento finanziario netto sceso a €9,4 mld, in flessione rispetto a settembre 2025, determina un rapporto di gearing contabile del 15%, ovvero 14% su base proforma considerando gli incassi delle operazioni in via di finalizzazione.

Outlook 2026

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari per il 2026 e l'orizzonte di piano, saranno illustrati durante il Capital Markets Update programmato per il 19 marzo 2026.

Un comunicato stampa riassuntivo della strategia e degli obiettivi del Gruppo sarà diffuso prima della conference call e reso disponibile attraverso il sito web della Società (eni.com) e secondo le altre modalità previste dai listing standard. Nel frattempo, si forniscono di seguito le seguenti previsioni per il 2026:

- crescita della produzione di idrocarburi coerente con gli obiettivi del piano 2025-2028;
- investimenti lordi attesi a €7 mld; investimenti netti a circa €5 mld;
- gearing previsto tra il 10% e il 15%¹.

¹ Assumendo un prezzo del Brent di 62 \$/bbl.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

III Trim.			IV Trim.			Esercizio		
2025			2025	2024	var %	2025	2024	var %
69,07	Brent dated	\$/barile	63,69	74,69	(15)	69,06	80,76	(14)
1,168	Cambio medio EUR/USD		1,163	1,067	9	1,130	1,082	4
1.756	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.839	1.716	7	1.728	1.707	1
860	Petrolio	mgl di barili/g	890	786	13	840	784	7
133	Gas naturale	mln di metri cubi/g	141	138	2	131	137	(4)
52,07	Prezzi medi di realizzo ^(a)	\$/boe	47,84	54,46	(12)	51,36	55,43	(7)
64,00	Petrolio	\$/barile	58,40	69,02	(15)	63,51	73,64	(14)
261	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	243	260	(6)	256	256	

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel quarto trimestre 2025 la **produzione di idrocarburi** di 1,84 mln di boe/giorno ha registrato un aumento di oltre il 7% rispetto al quarto trimestre 2024 (1,73 mln nell'esercizio 2025, +1%). L'eccellente esecuzione dei programmi di sviluppo ha consentito l'avvio e l'entrata a regime dei progetti in Norvegia, Costa d'Avorio, Messico, Congo, Angola, Indonesia e Ghana. A questi incrementi si aggiunge la regolarità di marcia della base produttiva. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dal declino dei giacimenti maturi e dalla cessione delle attività perfezionate nel 2024 in Nigeria, Alaska e Congo. Al netto delle dismissioni, la crescita della produzione è stata del 9,2% nel trimestre rispetto al quarto trimestre 2024. Su base sequenziale, la produzione di idrocarburi è aumentata del 5% rispetto al terzo trimestre 2025 per effetto dell'entrata a regime dei progetti organici in Norvegia, Angola, Indonesia e Messico, nonché del maggior contributo della Libia.
- La **produzione di petrolio** è stata di 890 mila barili/giorno, in aumento del 13% rispetto al quarto trimestre 2024 (840 mila barili/giorno nell'esercizio 2025, in aumento del 7%). La crescita organica in Costa d'Avorio, a seguito dell'avvio della Fase 2 del progetto Baleine, Messico, Angola e Norvegia è stata parzialmente compensata dai disinvestimenti e dal declino di giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 141 mln di metri cubi/giorno, in aumento del 2% rispetto al quarto trimestre 2024 (131 mln di metri cubi/giorno nell'esercizio 2025, in riduzione del 4%). La crescita organica in Congo (Marine XII) e Indonesia (Merakes East), nonché nei nostri satelliti in Angola e Norvegia è stata in parte compensata dalla cessione delle attività e dal declino dei giacimenti maturi.

Riserve certe di idrocarburi – dati preliminari

(miliardi di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2024	6,5
Promozioni	1,0
Produzione	(0,6)
Riserve certe al 31 dicembre 2025	6,9
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 162

- Le promozioni sono relative a nuove scoperte, estensioni e revisioni di precedenti stime e operazioni di portafoglio. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo all sources del 162%, che si ridetermina in 167% su base organica.
- La vita residua delle riserve è di circa 11 anni al 31 dicembre 2025.
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F 2025.

Risultati

III Trim. 2025		IV Trim. 2025 2024 var %			Esercizio 2025 2024 var %		
		(€ milioni)					
4.616	Ricavi Upstream	4.713	5.416	(13)	19.436	23.053	(16)
2.638	Utile operativo proforma adjusted	2.795	2.780	1	11.163	13.022	(14)
838	di cui: società partecipate rilevanti	991	984		3.670	3.802	(3)
1.670	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	1.186	706	68	6.302	6.715	(6)
130	Esclusione special items	618	1.090		1.191	2.505	
1.800	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	1.804	1.796		7.493	9.220	(19)
2.015	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.036	2.219	(8)	8.464	10.247	(17)
41,7	tax rate (%)	34,8	55,6		42,4	53,4	
1.175	Utile (perdita) netto adjusted	1.328	986	35	4.875	4.777	2
45	Costi di ricerca esplorativa:	80	442	(82)	211	741	(72)
36	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	52	51	2	174	186	(6)
9	radiazione di pozzi di insuccesso	28	391	(93)	37	555	(93)
1.535	Investimenti tecnici	1.943	1.785	9	6.253	6.055	3

III Trim. 2025		IV Trim. 2025 2024 var %			Esercizio 2025 2024 var %		
Società partecipate rilevanti							
838	Utile operativo adjusted (quota Eni)	991	984		3.670	3.802	(3)
479	di cui: Vår Energi	681	493	38	2.169	2.287	(5)
204	Azule	163	292	(44)	817	1.110	(26)
299	Utile netto adjusted	256	365	(30)	1.050	1.198	(12)
307	Dividendi	303	343	(12)	1.206	1.124	7
493	Produzione di idrocarburi	523	435	20	470	400	18
		(mgl di boe/g)					

- Nel quarto trimestre 2025 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €2.795 mln in aumento rispetto al quarto trimestre 2024, nonostante la debolezza dello scenario (riduzione del prezzo del benchmark Brent, -15%; apprezzamento del cambio EUR/USD, +9%), per effetto della crescita delle produzioni e favorevoli effetti mix, delle iniziative di efficienza e delle minori radiazioni di costi esplorativi. Nell'anno 2025, l'utile operativo proforma adjusted di €11.163 mln è diminuito del 14% rispetto all'anno 2024 per gli stessi fenomeni evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.
- Nel quarto trimestre 2025 il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €1.328 mln (+35% rispetto al quarto trimestre 2024) al quale hanno contribuito i risultati delle JV e collegate, in particolare Vår Energi, Azule Energy ed Ithaca Energy. L'utile netto adjusted di €4.875 mln nell'esercizio 2025 è in aumento rispetto al 2024.
- Nel quarto trimestre 2025 il tax rate si attesta a circa il 35% (42% nell'esercizio 2025, circa -10 punti percentuali rispetto al 2024) in riduzione di circa 20 punti percentuali rispetto al trimestre 2024 per effetto principalmente di un più favorevole mix geografico dei profitti e alla circostanza che diversi progetti esplorativi hanno raggiunto la decisione finale d'investimento nel trimestre, che ha consentito di riconoscere il beneficio fiscale associato alle spese esplorative sostenute.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- Nel 2025, le risorse esplorative sono state incrementate di 900 mln di boe, estendendo a oltre 10 anni consecutivi la serie storica di esercizi nei quali Eni è stata in grado di rimpiazzare la produzione in modo organico. Sono state realizzate importanti scoperte near field in diverse aree geografiche. Ad aprile, la JV Azule Energy (Eni 50%) ha confermato un'importante scoperta con il pozzo Capricornus 1-X, nel bacino di Orange in Namibia, grazie a un test di produzione positivo che ha intercettato un intervallo mineralizzato a olio leggero, seguito a settembre da un'ulteriore scoperta a gas e condensati con il pozzo Volans-1X. A dicembre, Eni ha annunciato l'importante scoperta a gas di Konta in Indonesia, nel bacino del Kutei. Azule Energy ha anche annunciato la scoperta con il primo pozzo esplorativo interamente dedicato ai temi a gas Gajajeira-01 in Angola. Nell'esercizio 2025 le scoperte near-field sono state effettuate in Norvegia (tramite Vår Energi, Eni 63%) e in Costa d'Avorio.
- Ottobre: Eni ha firmato un contratto di esplorazione relativo al blocco CI-707, offshore della Costa d'Avorio, che presenta una continuità geologica con il vicino blocco CI-205, dove è presente la scoperta Calao annunciata da Eni nel marzo 2024. Questa vicinanza offre un'opportunità per futuri sviluppi sinergici.
- Ottobre: Eni ha raggiunto con i partner CNPC, ENH, Kogas e XRG la Decisione Finale di Investimento (FID) per lo sviluppo del progetto Coral North FLNG che porterà in produzione le riserve a gas della parte settentrionale del giacimento Coral nell'Area 4, nel bacino di Rovuma, attraverso un impianto galleggiante di GNL con una capacità produttiva di 3,6 MTPA. Il progetto farà leva sull'approccio fast-track di Eni e l'esperienza acquisita con il progetto Coral South. Lo start-up è previsto in soli tre anni.

- Ottobre: Eni e la società argentina YPF hanno firmato la Descrizione Tecnica Finale di Progetto (FTPD), un passo significativo verso la Decisione Finale di Investimento relativa ad una fase da 12 MTPA di gas naturale liquefatto del progetto integrato upstream-midstream Argentina LNG (ARGLNG), progettato per sviluppare le risorse del giacimento a gas Vaca Muerta, che prevede un approccio per fasi per esportare fino a 30 MTPA di GNL nel lungo termine. In febbraio Eni e la società argentina YPF hanno sottoscritto con XRG, società parte del gruppo ADNOC, un Accordo di Sviluppo Congiunto (JDA) vincolante per il progresso del progetto Argentina LNG.
- Novembre: Eni ha firmato con PETRONAS un accordo vincolante per costituire una JV indipendente e paritetica (NewCo), attraverso l'integrazione dei rispettivi asset upstream in Indonesia e Malesia che sarà finanziariamente autosufficiente con l'obiettivo produttivo di 500 mila boe/giorno sostenibile nel medio termine. Con la NewCo, Eni e PETRONAS costituiranno uno dei principali player sul mercato del GNL nel continente, con l'obiettivo di creare valore nel lungo termine, garantire eccellenza operativa e assumere un ruolo di leadership nella transizione energetica.
- Novembre: Eni, attraverso la propria controllata Nigeria Agip Exploration Limited (NAE), ha acquisito da TotalEnergies EP Nigeria Limited una partecipazione addizionale del 2,5% nel Production Sharing Contract (PSC) OML 118, esercitando il proprio diritto di prelazione. La quota di NAE nell'OML 118 PSC passa dal 12,5% al 15%.
- Novembre: Eni ha firmato un accordo per l'acquisizione da YPF di una quota del 50% e il ruolo di operatore nel Blocco esplorativo OFF-5, nell'offshore dell'Uruguay. Questo accordo rafforza ulteriormente la collaborazione tra Eni e YPF nell'ambito del progetto integrato upstream-midstream Argentina LNG (ARGLNG). L'accordo è soggetto all'approvazione delle autorità dell'Uruguay.
- Novembre: Eni, attraverso il satellite Azule Energy, ha avviato le attività dell'impianto di trattamento di gas del progetto NGC (New Gas Consortium) a Soyo, nel nord dell'Angola. L'NGC rappresenta il primo sviluppo di gas non associato nel Paese e ha una capacità di trattamento di circa 400 mln di piedi cubi di gas al giorno e 20 mila barili di condensati al giorno.
- Dicembre: Eni ha avviato la Fase 2 del progetto Congo LNG, in anticipo rispetto ai tempi previsti, con l'obiettivo di esportare il primo carico di GNL a inizio 2026. Questa fase comprende tre piattaforme di produzione, nonché l'unità Scarabeo 5, dedicata al trattamento e alla compressione del gas, e la Nguya FLNG per la liquefazione ed export di volumi, portando la capacità complessiva del progetto a 3 MTPA, equivalenti a 4,5 mld di metri cubi/anno.
- Gennaio 2026: Eni ha firmato un accordo vincolante con SOCAR per la cessione di una quota del 10% nel Progetto Baleine in Costa d'Avorio. L'operazione è soggetta alle necessarie approvazioni regolatorie e alle altre consuete clausole e condizioni.
- Febbraio 2026: Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa offshore O1 in Libia in consorzio con altri partner e sarà operatore della concessione.
- Febbraio 2026: l'attività esplorativa ha avuto esito positivo in: (i) Angola dove Azule Energy ha confermato un'importante scoperta ad olio con il pozzo esplorativo Algaita-01 nel blocco offshore 15/06; e (ii) Costa d'Avorio, con un'importante scoperta di gas e condensati perforando con successo il pozzo esplorativo Murene South-1X, nel Blocco CI-501.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

III Trim. 2025			IV Trim.			Esercizio		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
	Global Gas & LNG Portfolio							
36	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	32	45	(28)	39	36	6
32	TTF		30	43	(30)	36	34	5
3	Spread PSV vs. TTF		2	2		2	2	
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
4,26	Italia		6,30	6,67	(6)	21,00	24,40	(14)
3,72	Resto d'Europa		5,94	7,78	(24)	18,73	23,40	(20)
0,09	Importatori in Italia		0,32	0,31	3	0,91	1,26	(28)
3,63	Mercati europei		5,62	7,47	(25)	17,82	22,14	(20)
1,20	Resto del Mondo		1,17	0,81	44	3,99	3,08	30
9,18	Totale vendite gas ^(a)		13,41	15,26	(12)	43,72	50,88	(14)
3,3	Vendite di GNL		3,2	2,7	19	12,1	9,8	23
	Power							
4,83	Produzione termoelettrica	TWh	5,76	5,60	3	20,53	20,16	2

(a) Include vendite intercompany.

- Nel quarto trimestre 2025 le **vendite di gas naturale** di 13,41 mld di metri cubi sono in diminuzione del 12% rispetto al periodo di confronto. Le vendite in Italia sono in riduzione del 6% rispetto al quarto trimestre 2024 a seguito dei minori volumi venduti ai grossisti. Le vendite nel mercato europeo pari a 5,62 mld di metri cubi si riducono rispetto al periodo di confronto (-25% rispetto al Q4 '24), a seguito delle minori vendite in Turchia. Nell'esercizio 2025, le vendite di gas naturale ammontano a 43,72 mld di metri cubi, in riduzione del 14% rispetto al 2024, per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati in Italia (-14%, pari a -3,40 mld di metri cubi vs 2024) e nei mercati europei (-20%, pari a -4,32 mld di metri cubi vs 2024), in particolare in Turchia a seguito della cessazione del contratto di vendita del gas tramite il BlueStream alla fine del 2024. Le vendite nel Resto del mondo registrano una performance positiva, in aumento del 44% e 30% rispetto al quarto trimestre e anno 2024, rispettivamente, sostenute dalla crescita delle vendite di GNL.
- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 5,76 TWh nel quarto trimestre 2025, in aumento del 3% rispetto al periodo di confronto per effetto del maggior tasso di utilizzo degli impianti. Nell'esercizio 2025, la produzione ha registrato un lieve incremento (+2% rispetto al periodo di confronto), per cogliere le opportunità di mercato (20,53 TWh nell'esercizio 2025 rispetto a 20,16 TWh nel 2024).

Risultati

III Trim. 2025		(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
3.503	Ricavi della gestione caratteristica		4.583	6.185	(26)	17.120	18.876	(9)
346	Utile operativo proforma adjusted		186	279	(33)	1.392	1.274	9
279	GGP		135	226	(40)	1.045	1.138	(8)
4	di cui: società partecipate rilevanti		7	8	(13)	30	39	(23)
67	Power		51	53	(4)	347	136	..
227	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		185	(130)	..	1.770	(909)	..
115	Esclusione special item		(6)	401		(408)	2.144	
342	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		179	271	(34)	1.362	1.235	10
348	Utile (perdita) ante imposte adjusted		178	277	(36)	1.378	1.272	8
37,9	tax rate (%)		47,8	31,0		38,2	38,1	
216	Utile (perdita) netto adjusted		93	191	(51)	851	787	8
14	Investimenti tecnici		58	43	35	109	110	(1)

- Nel quarto trimestre 2025 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €135 mln in riduzione del 40% rispetto al periodo di confronto, a causa di uno scenario di mercato più debole, in particolare in termini di volatilità, spread e di un contesto generale di prezzi più bassi. Inoltre, il trimestre di confronto beneficiava di effetti positivi una tantum derivanti da accordi commerciali. Nel 2025, l'utile operativo proforma adjusted di €1.045 mln è diminuito dell'8% rispetto al 2024, a causa di uno scenario di mercato debole e dei minori benefici da rinegoziazioni e accordi commerciali.
- Nel quarto trimestre 2025, il business **Power** ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €51 mln, sostanzialmente in linea. Nell'esercizio 2025, l'utile operativo proforma adjusted di €347 mln, è aumentato di €211 mln rispetto al 2024, per effetto di un provento una tantum dovuto a una rinegoziazione contrattuale.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- Dicembre: Eni ha firmato con Botas un accordo di vendita a lungo termine di GNL che prevede la fornitura di circa 0,4 MTPA di GNL per 10 anni a partire dal 2028 e fa seguito ad un accordo triennale firmato a settembre 2025 dalle due società.
- Dicembre: Eni ha siglato un accordo a lungo termine di vendita di 0,8 MTPA di GNL per 10 anni con la società Gulf Development Company, uno dei maggiori produttori privati di energia elettrica della Thailandia, a partire dal 2027. L'accordo rappresenta la prima fornitura a lungo termine di GNL da parte di Eni alla Thailandia.
- Gennaio: Eni con i partner, China National Petroleum Corporation (CNPC), ENH, KOGAS e XRG ha annunciato il varo dello scafo della Coral North FLNG che sarà il secondo impianto galleggiante di GNL ad essere localizzato nelle acque del bacino di Rovuma, a nord del Mozambico, e metterà in produzione i volumi di gas provenienti dalla parte settentrionale del giacimento di Coral. Con una capacità di 3,6 MTPA, Coral North raddoppierà la produzione totale di GNL del Mozambico portandola a 7 MTPA.

Enilive e Plenitude

Enilive

III Trim. 2025			IV Trim.			Esercizio		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
	Enilive							
1.143	Spread EU HVO UCO-based vs UCO	\$/ton	1.439	866	66	1.034	720	44
420	Spread US RD ^(a) UCO-based vs UCO		446	849	(48)	448	881	(49)
315	Lavorazioni bio	mgl/ton	276	163	69	1.157	1.115	4
85	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	75	43		78	74	
5,75	Totale vendite Enilive	mln ton	5,12	4,81	6	21,54	22,73	(5)
2,10	Vendite rete		1,95	1,95		7,81	7,69	2
1,49	di cui: Italia		1,40	1,37	2	5,54	5,40	3
3,21	Vendite extrarete		2,21	2,37	(7)	11,12	12,77	(13)
2,42	di cui: Italia		1,45	1,92	(24)	8,22	9,90	(17)
0,44	Altre vendite		0,96	0,49	96	2,61	2,27	15

(a) Renewable Diesel.

- Nel quarto trimestre 2025 le **lavorazioni bio** di 0,28 mln di tonnellate (+69% rispetto al quarto trimestre 2024), riflettono i maggiori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Venezia e Gela a seguito dell'impatto nel quarto trimestre 2024 delle attività di manutenzione pianificate. Nel 2025 le lavorazioni bio di 1,16 mln di tonnellate registrano un incremento del 4% rispetto al 2024, per effetto degli stessi driver del trimestre.
- Nel quarto trimestre 2025 le **vendite rete** ammontano a 1,95 mln di tonnellate, in linea con il periodo di confronto. Nell'esercizio 2025, le vendite rete ammontano a 7,81 mln di tonnellate, +2% rispetto al periodo di confronto, supportate dalla positiva performance in Italia, in particolare nella vendita di benzine e diesel.
- Nel quarto trimestre 2025 le **vendite extrarete** sono pari a 2,21 mln di tonnellate, in riduzione del 7% rispetto al 2024 a seguito principalmente della minore disponibilità di prodotto in specifiche aree geografiche in Italia. Su base annua, le vendite di 11,12 mln di tonnellate, -13% rispetto al 2024, sono state influenzate dagli stessi driver commentati nel trimestre.

III Trim. 2025		(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
5.206	Ricavi della gestione caratteristica		4.378	4.924	(11)	19.120	21.139	(10)
317	EBITDA proforma adjusted		255	136	88	953	852	12
233	Utile operativo proforma adjusted		180	53	..	637	539	18
(8)	di cui: società partecipate rilevanti		(13)		..	(45)	(32)	(41)
219	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		106	(79)	..	499	282	77
(8)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		81	(9)		115	112	
30	Esclusione special item		6	141		68	177	
241	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		193	53	..	682	571	19
225	Utile (perdita) ante imposte adjusted		173	45	..	611	512	19
163	Utile (perdita) netto adjusted		152	41	..	456	358	27
283	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		229	22	..	837	472	77
(1.338)	Indebitamento netto		(545)	(386)	(41)	(545)	(386)	(41)
98	Investimenti tecnici		269	192	40	468	416	13

- Nel quarto trimestre 2025, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €180 mln, più che triplicato rispetto allo stesso periodo del 2024 (€637 mln nell'esercizio 2025 rispetto a €539 mln del 2024, in aumento del 18%). La positiva performance è attribuibile principalmente ai robusti risultati ottenuti dalle nostre bioraffinerie in Italia, supportata dalla ripresa dei margini dei biocarburanti in Europa e dai maggiori volumi lavorati.
- L'EBITDA proforma adjusted di €255 mln è in aumento dell'88% rispetto al quarto trimestre 2024 (€136 mln). Nel 2025 l'EBITDA proforma adjusted è stato di €953 mln, in aumento del 12% rispetto a €852 mln del 2024.

Per il commento agli special item si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- Novembre: Pengerang Biorefinery Sdn. Bhd., la joint venture tra Enilive, Petronas ed Euglena, ha avviato la costruzione di una nuova bioraffineria in Malesia, operativa entro la seconda metà del 2028, che avrà una capacità di lavorazione di materie prime rinnovabili fino a 650 mila tonnellate/anno per la produzione di Sustainable Aviation Fuel (SAF), Hydrogenated Vegetable Oil (HVO) diesel e bio-nafta.
- Febbraio 2026: Eni ha annunciato con Q8 Italia un rilevante investimento strategico nel progetto per la costruzione di una nuova bioraffineria a Priolo, in Sicilia, nell'ambito del piano di trasformazione del sito Versalis. La bioraffineria avrà una capacità pari a 500 mila tonnellate/anno per la produzione di HVO-diesel o di SAF-biojet. La finalizzazione è prevista entro la fine del 2028.

Plenitude

III Trim.			IV Trim.			Esercizio		
2025			2025	2024	var %	2025	2024	var %
Plenitude								
110	PUN Index GME	€/MWh	115	128	(10)	115	109	6
9,9	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,0	10,0		10,0	10,0	
0,47	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	1,75	1,73	1	5,29	5,51	(4)
4,84	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,80	4,62	4	18,63	18,28	2
4,8	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	5,8	4,1	41	5,8	4,1	41
1,6	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,3	1,2	8	5,6	4,7	19
22,1	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	22,8	21,3	7	22,8	21,3	7

- Al 31 dicembre 2025, i **clienti retail/business** sono pari a circa 10 mln di unità (gas ed energia elettrica), in linea rispetto al 31 dicembre 2024.
- Le **vendite retail e business gas a clienti finali** sono pari a 1,75 mld di metri cubi nel quarto trimestre 2025, in lieve aumento rispetto al periodo di confronto. Nell'esercizio 2025 le vendite ammontano a 5,29 mld di metri cubi in calo del 4% principalmente in Italia, a seguito della riduzione della base clienti.
- Le **vendite retail e business energia elettrica a clienti finali** sono pari a 4,80 TWh nel quarto trimestre 2025, in aumento rispetto al quarto trimestre 2024. Nell'esercizio 2025, le vendite di 18,63 TWh hanno beneficiato dell'incremento dei volumi venduti in Italia.
- Al 31 dicembre 2025, la **capacità installata da fonti rinnovabili²** è pari a 5,8 GW, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Regno Unito, Italia e Kazakistan, e alle acquisizioni in Francia e Stati Uniti.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,3 TWh nel quarto trimestre 2025, in aumento dell'8% rispetto al quarto trimestre 2024 (5,6 TWh nel 2025, in aumento del 19% rispetto all'esercizio 2024), principalmente grazie allo start-up dei progetti organici e al contributo degli asset acquisiti.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 31 dicembre 2025 sono pari a 22,8 mila unità, in aumento del 7% rispetto alle 21,3 mila unità al 31 dicembre 2024, grazie allo sviluppo della rete, principalmente in Italia, Francia, Germania, Austria e Svizzera.

² La capacità installata da fonti rinnovabili del gruppo Eni è pari a 4,1 GW (in quota Eni) al 31 dicembre 2025.

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.818	Ricavi della gestione caratteristica	2.747	2.985	(8)	10.168	10.179	(0)
221	EBITDA proforma adjusted	230	205	12	1.065	1.058	1
98	Utile operativo proforma adjusted	99	80	24	571	604	(5)
23	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	66	315	(79)	153	1.307	(88)
69	Esclusione special item	30	(232)		401	(691)	
92	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	96	83	16	554	616	(10)
84	Utile (perdita) ante imposte adjusted	90	83	8	510	564	(10)
53	Utile (perdita) netto adjusted	70	54	30	346	366	(5)
163	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo	(27)	8	..	716	781	(8)
1.967	Indebitamento netto	2.123	2.261	(6)	2.123	2.261	(6)
190	Investimenti tecnici	234	216	8	764	887	(14)

- Nel quarto trimestre 2025, **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €99 mln, in aumento del 24% rispetto allo stesso periodo di confronto, per effetto dei maggiori risultati del business retail e del ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi. Nel 2025 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €571 mln, in riduzione del 5% rispetto al periodo di confronto (€604 mln nel 2024) a seguito del minore risultato conseguito dal business retail a causa del ridotto contributo dei servizi di efficienza energetica, nonché della maggiore pressione competitiva.
- Nel quarto trimestre '25, il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €230 mln, in aumento del 12% rispetto al quarto trimestre 2024. Nell'esercizio 2025, l'EBITDA proforma adjusted è pari a €1.065 mln, in leggero aumento rispetto al periodo di confronto, grazie alla maggiore capacità in operation, parzialmente compensata dal minore contributo eolico in Europa e dallo scenario dei prezzi negativo in alcuni paesi chiave.

Per il commento agli special item si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- Novembre: Plenitude ha perfezionato la cessione ai fondi Ares Alternative Credit, affiliati ad Ares Management Corporation, di una partecipazione pari al 20%, che corrisponde a un controvalore di €2 mld ed un enterprise value di oltre €12 mld.
- Novembre: Plenitude ha firmato un accordo per l'acquisizione da Neoen di un portafoglio di 52 asset in esercizio (impianti fotovoltaici, eolici ed un impianto di accumulo di batterie in esercizio) per un totale di circa 760 MW di capacità installata dislocati su tutto il territorio francese. Gli asset producono circa 1,1 TWh annui di energia elettrica. L'accordo è stato completato a fine anno.
- Novembre: Plenitude ha avviato la costruzione del parco eolico "Tarsia Ovest" in Italia, con una capacità installata complessiva di circa 13 MW. Il parco avrà una produzione stimata di energia di circa 30 GWh/anno.
- Dicembre: Plenitude ha firmato con ACEA S.p.A. un accordo vincolante per l'acquisizione da parte del 100% del capitale di ACEA Energia, società attiva nel mercato retail dell'energia. Il perfezionamento dell'operazione, atteso entro giugno 2026, è subordinato, all'autorizzazione delle Autorità competenti. Plenitude rafforzerà la propria presenza nel mercato italiano retail dell'energia, raggiungendo l'obiettivo di 11 mln di clienti in Europa, inizialmente previsto per il 2028.
- Dicembre: Plenitude ha inaugurato il progetto solare di Caparacena a Chimeneas (Granada). Il complesso, tra i più importanti realizzati dalla Società in Spagna, comprende tre parchi fotovoltaici da 50 MW ciascuno. Il progetto, con una capacità installata complessiva di 150 MW, è in grado di generare circa 320 GWh di elettricità all'anno.

Refining e Chimica

Produzioni e vendite

III Trim. 2025			IV Trim.			Esercizio		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
Refining								
8,9	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	11,7	3,7	..	7,3	5,1	43
3,81	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,35	3,30	2	14,22	13,76	3
2,79	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,77	2,74	1	10,72	10,45	3
6,60	Totale lavorazioni in conto proprio		6,12	6,04	1	24,94	24,21	3
84	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	77	78		80	78	
Chimica								
0,59	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,62	0,74	(16)	2,72	3,17	(14)
47	Tasso utilizzo impianti	%	48	47	2	49	50	(2)

Refining

- Nel quarto trimestre 2025 il **margin di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 11,7 \$/barile, rispetto a 3,7 \$/barile nel quarto trimestre 2024, l'incremento è dovuto ai più favorevoli crack spreads sui distillati medi, sostenuti dalle fermate degli approvvigionamenti (interruzioni e rischi geopolitici) in un contesto di chiusura delle raffinerie nel bacino atlantico (7,3 \$/barile nell'esercizio 2025, in aumento rispetto a 5,1 \$/barile nel 2024).
- Nel quarto trimestre 2025 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,35 mln di tonnellate, sono in aumento del 2% rispetto al quarto trimestre 2024, per effetto principalmente dei maggiori volumi lavorati presso la raffineria di Milazzo, a seguito di minori fermate. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono aumentate dell'1% rispetto al quarto trimestre 2024 per effetto di maggiori volumi processati presso ADNOC. Nell'esercizio 2025, le lavorazioni in Italia e nel resto del mondo evidenziano un aumento del 3% rispetto al 2024.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel quarto trimestre 2025 sono pari a 0,62 mln di tonnellate, in riduzione del 16% rispetto al periodo di confronto a seguito della minore produzione e del calo della domanda. Nel 2025 le vendite sono pari a 2,72 mln di tonnellate, -14% rispetto al 2024.
- I margini sono rimasti deboli in tutti i settori. I prezzi riportati dalle materie prime non hanno recuperato i costi dei fattori produttivi energetici e delle materie prime, a causa del difficile contesto europeo, della debolezza dell'attività economica e delle pressioni competitive di operatori con strutture di costo migliori.

Risultati

III Trim. 2025		(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
4.545	Ricavi della gestione caratteristica		4.169	4.686	(11)	18.179	21.210	(14)
(53)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted		(109)	(275)	60	(689)	(713)	3
135	Refining		95	(44)	..	130	101	29
83	di cui: società partecipate rilevanti		95	16	..	207	177	17
(188)	Chimica		(204)	(231)	12	(819)	(814)	(1)
(291)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(892)	(600)	(49)	(2.485)	(1.681)	(48)
69	Esclusione (utile) perdita di magazzino		188	(159)		684	95	
86	Esclusione special item		500	468		905	696	
(136)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		(204)	(291)	30	(896)	(890)	(1)
(58)	Utile (perdita) ante imposte adjusted		(106)	(286)	63	(714)	(755)	5
(74)	Utile (perdita) netto adjusted		(100)	(107)	7	(681)	(449)	(52)
142	Investimenti tecnici		233	179	30	663	632	5

- Nel quarto trimestre 2025, il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R> ha raggiunto un risultato positivo pari a €95 mln, rispetto alla perdita di €44 mln del quarto trimestre 2024, grazie alla ripresa dei margini di raffinazione a seguito del miglioramento del crack spread dei prodotti. Nell'esercizio 2025, il business ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €130 mln, in aumento del 29% rispetto al periodo di confronto (€101 mln nel 2024) supportato anche dall'incremento dei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione.
- Nel quarto trimestre 2025, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €204 mln, in leggero miglioramento rispetto alla perdita del quarto trimestre 2024 (€231 mln) a seguito dei primi benefici del piano di ristrutturazione, compensati dalle avverse condizioni di mercato. Il quadro generale del

settore della chimica rimane depresso, dovuto al rallentamento macroeconomico che influenza la domanda di commodity e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitors americani ed asiatici in un contesto di eccesso di offerta e pressione competitiva. Nell'esercizio 2025, la perdita proforma adjusted è stata di €819 mln (perdita di €814 mln nell'esercizio 2024) e riflette condizioni di mercato eccezionalmente avverse.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di Gruppo.

Sviluppi strategici

- Ottobre: avviato l'iter autorizzativo per la trasformazione del sito di Priolo. Il progetto prevede una nuova bioraffineria e un impianto di riciclo chimico delle plastiche con tecnologia proprietaria Hoop® di Versalis. La nuova bioraffineria avrà una capacità di 500 mila tonnellate/anno; il termine dei lavori è previsto entro fine 2028. L'impianto Versalis Hoop® avrà una capacità di trattamento di 40 mila tonnellate/anno.
- Dicembre: Versalis ha sottoscritto con Prysmian una partnership strategica per dare nuova vita ai rifiuti plastici provenienti da cavi, attraverso un innovativo processo di riciclo chimico e allo sviluppo di una filiera dedicata.
- Gennaio 2026: conferito il ramo di azienda dell'unità di business di Eni SpA Refining Evolution & Transformation alla nuova società Eni Industrial Evolution SpA (EIE) che avrà l'obiettivo di assicurare la gestione degli asset tradizionali e di consolidare il percorso di trasformazione industriale, anche in ottica di economia circolare, attraverso lo sviluppo di nuove filiere industriali. L'operazione, con efficacia 1° gennaio 2026, si inserisce nell'ambito della strategia di Eni volta ad assicurare un'offerta energetica completamente decarbonizzata sia nei processi produttivi, sia ai consumatori, cogliendo le opportunità e le prospettive di crescita offerte dalla transizione energetica, tra le quali la trasformazione industriale dei siti di Brindisi e Priolo.

Risultati di sostenibilità e altri sviluppi

Tra i principali sviluppi della strategia di Gruppo finalizzata a rendere sempre più sostenibile la performance ESG si evidenzia:

- Ottobre: Eni e la Bioenergy Association for Sustainable Development, affiliata al Ministero dell'Ambiente della Repubblica Araba d'Egitto, hanno firmato un accordo di cooperazione per la preparazione di uno studio di fattibilità finalizzato alla realizzazione di unità di produzione di biogas basate sul trattamento di rifiuti animali e agricoli. Con il biogas prodotto si potranno generare elettricità e calore rinnovabili, producendo al contempo fertilizzanti organici, contribuendo all'economia circolare.
- Novembre: cinque startup del settore agritech sono state premiate da Eni nell'ambito della terza edizione del Kenya Agribusiness Entrepreneurship Program (KAEP), il percorso di sviluppo imprenditoriale promosso da Eni Natural Energies (ENE) Kenya e Joule, la scuola di Eni per l'impresa, in collaborazione con la fondazione E4Impact. I cinque progetti più promettenti sono stati selezionati per il loro potenziale di scalabilità e impatto, e hanno ricevuto un riconoscimento economico del valore di €10.000.
- Novembre: Eni ha inaugurato l'impianto fotovoltaico realizzato presso il "Lycée de Tataouine", nel Sud della Tunisia, nell'ambito del programma di installazione di pannelli solari nelle scuole pubbliche della regione di Tataouine che ha coinvolto 14 scuole primarie e secondarie, per una capacità totale installata di circa 200 KW.
- Dicembre: Eni ha ampliato la partnership con l'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) su sicurezza, salute e protezione sociale nella Repubblica del Congo.
- Dicembre: Eni e Global Infrastructure Partners ("GIP"), investitore parte di BlackRock, hanno finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 49,99% in Eni CCUS Holding, società che gestisce la maggior parte dei progetti di decarbonizzazione Eni e hanno concordato il controllo congiunto dei due azionisti sull'entità. Eni CCUS Holding opera i progetti Liverpool Bay e Bacton nel Regno Unito e il progetto L10-CCS in Olanda. La Società ha, inoltre, il diritto di acquisire il 50% posseduto da Eni del progetto CCS Ravenna in Italia e potrà includere altri potenziali progetti all'interno di una più ampia piattaforma di iniziative CCS nel medio-lungo termine.
- Gennaio: Eni si è classificata al primo posto nel Corporate Human Rights Benchmark (CHRB) pubblicato dalla World Benchmarking Alliance (WBA). Questa valutazione fa parte di un'analisi globale che ha riconosciuto Eni come una delle 2.000 aziende più influenti al mondo con la dimensione, la portata e la responsabilità necessarie per catalizzare un cambiamento significativo e sostenibile, fornendo una valutazione trasparente di come le imprese gestiscono e rispettano i diritti umani nelle loro operazioni e catene del valore.

Nel corso del quarto trimestre 2025 Eni ha nuovamente confermato le valutazioni di eccellenza nei principali rating ESG utilizzati dai mercati finanziari: MSCI ESG ("A"), Sustainalytics ESG Risk Rating ("Medium Risk"), ISS ESG (B-/ Prime Status) e CA100+ Net Zero Benchmark.

Risultati di Gruppo

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
20.204	Ricavi della gestione caratteristica	20.615	23.488	(12)	82.151	88.797	(7)
1.344	Utile (perdita) operativo	176	(373)	..	5.010	5.238	(4)
117	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	270	9	..	745	434	72
612	Esclusione special item ^(a)	1.336	2.058	(35)	2.589	4.676	(45)
2.073	Utile (perdita) operativo adjusted	1.782	1.694	5	8.344	10.348	(19)
923	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	1.083	1.005	8	3.879	3.974	(2)
2.996	Utile operativo proforma adjusted	2.865	2.699	6	12.223	14.322	(15)
2.638	E&P	2.795	2.780	1	11.163	13.022	(14)
346	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power	186	279	(33)	1.392	1.274	9
331	Enilive e Plenitude	279	133	110	1.208	1.143	6
(53)	Refining e Chimica	(109)	(275)	60	(689)	(713)	3
(266)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	(286)	(218)		(851)	(404)	
2.273	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.011	1.925	4	9.233	11.125	(17)
1.315	Utile (perdita) netto adjusted	1.267	904	40	5.210	5.333	(2)
865	Utile (perdita) netto	137	288	(52)	2.758	2.764	-
803	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	90	230	(61)	2.608	2.624	(1)
87	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	175	3	..	508	308	65
357	Esclusione special item ^(a)	931	652	43	1.873	2.325	(19)
1.247	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.196	885	35	4.989	5.257	(5)

(a) Per maggiori informazioni v. tabella "Analisi degli special item".

- Nel quarto trimestre 2025 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €2,87 mld, con un aumento del 6% rispetto al trimestre di confronto nonostante la flessione del 15% del prezzo del Brent e l'apprezzamento del 9% del tasso di cambio EUR/USD. Questi impatti negativi sono stati più che compensati dalla crescita dei volumi, dal miglioramento della redditività dei business della transizione e dalla riduzione dei costi. La performance del business E&P (€2,80 mld, in aumento rispetto al trimestre 2024) è stata sostenuta dalla crescita della produzione di petrolio e gas, dal più favorevole mix dovuto al crescente contributo di barili a maggiore redditività e dall'efficienza nei costi, nonostante l'impatto negativo dello scenario delle commodity e del cambio. Il business della raffinazione è tornato in utile grazie al miglioramento del crack spread dei prodotti (€0,10 mld rispetto alla perdita di €0,04 mld nel trimestre dello scorso anno). Il settore GGP e Power ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €0,19 mld in linea con la guidance, a seguito della continua valorizzazione del portafoglio gas. Il business della Chimica ha registrato una perdita di €0,20 mld che riflette il perdurante contesto di debolezza dell'industria europea; i miglioramenti dal piano di ristrutturazione in corso sono attesi nei prossimi trimestri. Enilive ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €0,18 mld, più che triplicato rispetto al trimestre di confronto, a seguito della ripresa dei margini dei biocarburanti e dei maggiori volumi lavorati. Plenitude ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €0,10 mld, in aumento rispetto al quarto trimestre 2024. Nell'esercizio 2025 il Gruppo ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €12,22 mld, con una riduzione del 15% rispetto al 2024, per effetto dei trend evidenziati nel commento ai risultati del trimestre, nonché della circostanza che il periodo comparativo include un provento derivante da un accordo con altra società circa la ripartizione di pregressi costi di ripristino ambientale in siti industriali nazionali.
- Nel quarto trimestre 2025 l'**utile ante imposte adjusted** di €2,01 mld è aumentato del 4% rispetto al trimestre di confronto in linea con il trend dell'utile operativo adjusted, in parte compensato dal minore contributo delle JV/collegate valutate all'equity. Nel 2025 l'utile ante imposte adjusted di €9,23 mld è diminuito del 17% rispetto al '24.
- Nel quarto trimestre 2025 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1,20 mld ha registrato un aumento del 35% rispetto al trimestre 2024, per effetto dell'aumento dell'utile operativo e della riduzione del tax rate adjusted di Gruppo al 37% rispetto al 53%. La riduzione del tax rate è dovuta al migliore mix geografico dell'utile ante imposte nell'E&P, che riflette il maggior contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, anche a seguito della razionalizzazione del portafoglio, e la decisione finale d'investimento per diversi progetti di sviluppo che ha consentito di riconoscere il beneficio fiscale associato alle spese esplorative sostenute in precedenti periodi. Nel 2025 l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è pari a €4,99 mld, in calo del 5% rispetto all'esercizio 2024.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
865 Utile (perdita) netto		137	288	(151)	2.758	2.764	(6)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>							
1.505 - ammortamenti e altre componenti non monetarie		2.146	3.177	(1.031)	7.209	9.951	(2.742)
(32) - plusvalenze nette su cessioni di attività		(61)	(35)	(26)	(99)	(601)	502
891 - dividendi, interessi e imposte		315	(182)	497	3.590	4.246	(656)
435 Variazione del capitale di esercizio		2.108	1.026	1.082	2.735	1.286	1.449
417 Dividendi incassati da partecipate		489	537	(48)	1.785	1.946	(161)
(812) Imposte pagate		(695)	(1.272)	577	(3.737)	(5.826)	2.089
(191) Interessi (pagati) incassati		(89)	81	(170)	(911)	(674)	(237)
3.078 Flusso di cassa netto da attività operativa		4.350	3.620	730	13.330	13.092	238
(2.017) Investimenti tecnici		(2.857)	(2.532)	(325)	(8.647)	(8.485)	(162)
(229) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(298)	(209)	(89)	(878)	(2.593)	1.715
1.275 Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		24	1.102	(1.078)	1.383	2.788	(1.405)
(93) Altre variazioni relative all'attività di investimento		451	(192)	643	183	(996)	1.179
2.014 Free cash flow		1.670	1.789	(119)	5.371	3.806	1.565
(459) Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(690)	(666)	(24)	(1.339)	(531)	(808)
(97) Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.134)	(674)	(460)	(2.555)	(1.293)	(1.262)
(303) Rimborsamento di passività per beni in leasing		(272)	(272)		(1.250)	(1.205)	(45)
(1.371) Flusso di cassa del capitale proprio		344	(1.666)	2.010	537	(4.522)	5.059
(1) Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi		(453)	178	(631)	(328)	1.640	(1.968)
2 Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		4	127	(123)	(198)	83	(281)
(215) VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		(531)	(1.184)	653	238	(2.022)	2.260
3.297 Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		3.010	2.889	121	12.496	13.590	(1.094)
III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
2.014 Free cash flow		1.670	1.789	(119)	5.371	3.806	1.565
(303) Rimborsamento di passività per beni in leasing		(272)	(272)		(1.250)	(1.205)	(45)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(762)	(149)	(613)	(762)	(631)	(131)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		362		362	362		362
(72) Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(344)	(428)	84	(1.141)	(364)	(777)
(1.371) Flusso di cassa del capitale proprio		344	(1.666)	2.010	537	(4.522)	5.059
(1) Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi		(453)	178	(631)	(328)	1.640	(1.968)
267 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		545	(548)	1.093	2.789	(1.276)	4.065
303 Rimborsi lease liability		272	272		1.250	1.205	45
(113) Accensioni del periodo e altre variazioni		(454)	(1.599)	1.145	(497)	(2.322)	1.825
457 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		363	(1.875)	2.238	3.542	(2.393)	5.935

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2025 pari a €13.330 mln, include €1.785 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azure Energy e Vår Energi. L'ammontare dei crediti commerciali ceduti pro-soluto nell'ambito degli accordi di factoring con istituzioni finanziarie è stato superiore di circa €0,4 mld rispetto alla manovra del quarto trimestre 2024, nell'ambito delle iniziative del Gruppo per l'ottimizzazione del fabbisogno di capitale circolante.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €12.496 mln nell'esercizio 2025 (€3.010 mln nel quarto trimestre 2025), al netto delle seguenti componenti: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza, gli oneri di decommissioning stanziati in relazione a piani industriali di riconversione di impianti non competitivi nello scenario di transizione o di smantellamento di attività in perdita, accantonamenti non ricorrenti relativi ad alcuni procedimenti legali, nonché le imposte in-kind maturate nei contratti petroliferi PSA che si assume siano completamente liquidate nel trimestre successivo.

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito.

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
3.078 Flusso di cassa netto da attività operativa		4.350	3.620	730	13.330	13.092	238
(435) Variazione del capitale di esercizio		(2.108)	(1.026)	(1.082)	(2.735)	(1.286)	(1.449)
50 Esclusione derivati su commodity		(23)	(19)	(4)	(26)	258	(284)
117 Esclusione (utile) perdita di magazzino		270	9	261	745	434	311
2.810 Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo		2.489	2.584	(95)	11.314	12.498	(1.184)
487 (Proventi) oneri straordinari e altre variazioni		521	305	216	1.182	1.092	90
3.297 Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		3.010	2.889	121	12.496	13.590	(1.094)

I **capex organici** di €8,5 mld nell'esercizio 2025 registrano una riduzione del 3% rispetto all'esercizio 2024 ed escludono la quota di capex oggetto di rimborso al closing delle dismissioni di attività definite o in corso, riclassificata nella voce "altre variazioni relative all'attività di investimento" o nelle dismissioni del periodo. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante ammonta a €4 mld.

Le **dismissioni e le cessioni di quote di minoranza** comprendono l'incasso dalla cessione di partecipazioni di minoranza in società consolidate relative a un investimento del 30% del fondo di private equity KKR in Enilive per €3,57 mld, una seconda tranche di investimento (2,4%) del fondo EIP in Plenitude (€0,21 mld) e un investimento del 20% da parte di Ares Fund in Plenitude (€2 mld), nonché disinvestimenti di asset (€1,38 mld) relativi principalmente alla vendita di una partecipazione del 30% nel progetto Baleine e in altri giacimenti non strategici in Congo, nonché alla transazione con GIP per sviluppare e valorizzare la nostra attività CCUS. Le acquisizioni di ammontare non significativo sono riferite allo sviluppo della capacità da fonti rinnovabili di Plenitude e allo sviluppo dell'attività agri-business.

Altri flussi di cassa relativi all'attività di investimento includono l'incasso di un conguaglio post chiusura della business combination con Ithaca Energy Plc (€0,15 mld).

La riduzione nell'anno 2025 dell'**indebitamento ante IFRS 16** pari a circa €2,79 mld è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €12,5 mld, alla cessione di quota di minoranze in Enilive e in Plenitude (€5,78 mld), nonché ai flussi di cassa relativi alla cessione di asset per €1,38 mld e l'ottimizzazione del capitale circolante (€1,1 mld) per effetto delle cash initiatives adottate per compensare lo scenario (€4 mld, principalmente manovra circolante). Tali flussi hanno finanziato i fabbisogni per i capex organici di €8,5 mld, il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e l'acquisto di azioni proprie di €4,98 mld (€3,08 mld di pagamento dividendi e €1,90 mld relativi al riacquisto di azioni), l'accensione di nuovi supplier agreement (€1 mld), il pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€1,58 mld), le variazioni dell'area di consolidamento e riclassifiche a asset held-for-sale (€0,7 mld), nonché altre variazioni per €1 mld.

Il 18 febbraio 2026 si è concluso il programma di buy-back di €1,8 mld con l'acquisto di 119 mln di azioni.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2024	31 Dic. 2025	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.864	50.536	(9.328)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.822	5.184	(638)
Attività immateriali	6.434	6.022	(412)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.595	1.187	(408)
Partecipazioni	15.545	14.484	(1.061)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.107	974	(133)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.364)	(1.337)	27
	89.003	77.050	(11.953)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.259	5.143	(1.116)
Crediti commerciali	12.562	8.986	(3.576)
Debiti commerciali	(15.170)	(13.901)	1.269
Attività (passività) tributarie nette	144	1.506	1.362
Fondi per rischi e oneri	(15.774)	(14.580)	1.194
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.292)	(1.572)	720
	(14.271)	(14.418)	(147)
Fondi per benefici ai dipendenti	(681)	(596)	85
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	225	5.837	5.612
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.276	67.873	(6.403)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	52.785	47.940	(4.845)
Interessenze di terzi	2.863	4.847	1.984
Patrimonio netto	55.648	52.787	(2.861)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	9.386	(2.789)
Passività per beni leasing	6.453	5.700	(753)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	15.086	(3.542)
COPERTURE	74.276	67.873	(6.403)
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,15	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,25	0,22	

Al 31 dicembre 2025 il **capitale immobilizzato** (€77 mld) è diminuito di €12 mld rispetto al 31 dicembre 2024 a seguito dell'effetto negativo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2025, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,176 rispetto al cambio di 1,039 al 31 dicembre 2024, +13%) che hanno ridotto il valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari, nonché delle dismissioni e della riclassifica di attività in corso di dismissione. Gli investimenti del periodo sono stati compensati dagli ammortamenti/svalutazioni. Le "Attività destinate alla vendita" includono la classificazione delle proprietà Eni in Indonesia per la prospettata combinazione di business con le proprietà di Petronas in Malesia, nonché partecipazioni di minoranza in alcuni asset del settore upstream e impianti rinnovabili di Plenitude, a seguito delle operazioni di cessione in corso.

Il **capitale di esercizio netto** è invariato attestandosi a circa €14,4 mld. Le attività tributarie nette sono aumentate di circa €1,4 mld per effetto della decisione finale d'investimento di progetti E&P, che ha comportato il riconoscimento del beneficio fiscale associato a spese esplorative sostenute in precedenza, oltre all'iscrizione di imposte differite attive associate a pregresse perdite fiscali delle controllate italiane, a seguito di migliorate prospettive di redditività.

Il **patrimonio netto degli azionisti Eni** (€47,9 mld) è diminuito di €4,9 mld rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto delle differenze cambio negative (€6,1 mld) a causa del deprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro, e della remunerazione degli azionisti di circa €5 mld (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'utile netto del periodo (€2,6 mld) e dalla rilevazione nelle riserve di utili della differenza positiva (€3,4 mld) tra il valore contabile delle partecipazioni di minoranza nelle controllate Enilive e Plenitude cedute a terzi e il corrispettivo ricevuto.

Le **interessenze di terzi** di €4,8 mld al 31 dicembre 2025 includono: i) la partecipazione di minoranza acquisita dal socio KKR

nel capitale sociale di Enilive (€0,9 mld) e la partecipazione di minoranza del fondo EIP e Ares in Plenitude di €1,8 mld; ii) il bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una controllata nel 2024 (€1,7 mld) classificato a patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di attività finanziarie agli obbligazionisti.

L'**indebitamento finanziario netto**³ ante lease liability al 31 dicembre 2025 è pari a €9,4 mld, in riduzione di circa €3 mld rispetto al 31 dicembre 2024. Il **gearing**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto, entrambi ante lease liabilities – si attesta al 15% al 31 dicembre 2025; ovvero 14% su base proforma considerando le operazioni di cessione in corso.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €2.589 mln e €1.336 mln rispettivamente nell'esercizio 2025 e nel quarto trimestre 2025, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.191 mln nell'esercizio 2025 (€618 mln nel quarto trimestre 2025) relativi principalmente al write-down di proprietà in fase di dismissione il cui valore è stato allineato al fair value (€511 mln), di cui due sono state finalizzate nel corso dell'esercizio, nonché a svalutazioni di asset determinate dalla revisione delle riserve e scenario prezzi (€570 mln);
- **GGP e Power:** proventi netti di €408 mln nell'esercizio 2025 (€6 mln nel quarto trimestre 2025) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (proventi netti di €377 mln e €3 mln rispettivamente nell'esercizio e nel quarto trimestre 2025), nonché dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (oneri netti di €56 mln e proventi netti di €18 mln nell'esercizio e nel trimestre rispettivamente). La riclassificazione del saldo negativo di €292 mln nell'esercizio 2025 (€12 mln nel quarto trimestre 2025) si riferisce ai derivati utilizzati per la gestione dell'esposizione dei margini alle variazioni dei tassi di cambio delle valute estere e alle differenze di conversione dei debiti e dei crediti commerciali;
- **Enilive e Plenitude:** oneri netti per €469 mln nell'esercizio 2025 (€36 mln nel quarto trimestre 2025) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€368 mln e €8 mln rispettivamente nell'esercizio e nel quarto trimestre 2025), nonché a oneri ambientali (€57 mln e €24 mln rispettivamente nell'esercizio e quarto trimestre 2025);
- **Refining e Chimica:** oneri netti di €905 mln nell'esercizio 2025 (€500 mln nel quarto trimestre 2025) relativi principalmente alla svalutazione di impianti chimici a seguito del peggioramento delle prospettive di redditività a causa del continuo deterioramento dei margini (€198 mln e €126 mln rispettivamente nell'esercizio e nel quarto trimestre 2025), al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi nel business Refining (€253 mln e €107 mln rispettivamente nell'esercizio e quarto trimestre 2025), ad oneri ambientali di €306 mln (€170 mln nel quarto trimestre 2025) nonché agli oneri di fermata impianti nel business della Chimica (circa €77 mln e €47 mln rispettivamente nell'esercizio e quarto trimestre 2025).

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

⁴ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione Indicatori Alternativi di Performance alle pag. 20 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre e all'esercizio 2025 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e quarto trimestre e all'esercizio 2025 e ai relativi comparative period (quarto trimestre ed esercizio 2024). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del quarto trimestre 2025 e dell'esercizio 2025 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2024 alla quale si rinvia.

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Francesco Esposito, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements") relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischio e di incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030
Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924
Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456
Centralino: +39.0659821
ufficio.stampa@eni.com
segreteria.societaria.azionisti@eni.com
investor.relations@eni.com
Sito internet: www.eni.com

Eni

Società per Azioni, Rome, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.
Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588
Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del quarto trimestre e dell'esercizio 2025 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measures)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measure.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto, restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrescimento discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Utile operativo proforma adjusted

In relazione al crescente contributo delle JV/associates ed anche in connessione con il modello satellitare Eni, è stata definita la misura di risultato "utile operativo proforma adjusted" che integra la quota Eni dei loro margini operativi.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante. In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi. Il gearing ex-IFRS 16 è calcolato al netto delle lease liability al numeratore e al denominatore.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico, nonché dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

IV Trimestre 2025

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.186	185	172	(892)	(542)	67	176
Esclusione (utile) perdita di magazzino			81	188		1	270
Esclusione special item:							
oneri ambientali	24	1	24	170	117		336
svalutazioni (riprese di valore) nette	503	(18)	(7)	233	49		760
plusvalenze nette su cessione di asset	(7)		1	(2)	(7)		(15)
accantonamenti a fondo rischi	84			20	(4)		100
oneri per incentivazione all'esodo	11	1	(1)	1	7		19
derivati su commodity	(6)	(3)	8	(22)			(23)
differenze e derivati su cambi	(31)	(12)		5			(38)
altro	40	25	11	95	26		197
Special item dell'utile (perdita) operativo	618	(6)	36	500	188		1.336
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.804	179	289	(204)	(354)	68	1.782
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	991	7	(10)	95			1.083
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.795	186	279	(109)	(354)	68	2.865
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(24)	(3)	(2)	24	(74)		(79)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(220)	5	(16)	(18)			(249)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(515)	(10)	2	(3)			(526)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	256	2	(24)	74			308
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.036	178	263	(106)	(428)	68	2.011
Imposte sul reddito (i)	(708)	(85)	(41)	6	103	(19)	(744)
Tax rate (%)							37,0
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.328	93	222	(100)	(325)	49	1.267
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							71
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.196
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							90
Esclusione (utile) perdita di magazzino							175
Esclusione special item							931
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.196

(€ milioni)

IV Trimestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	706	(130)	236	(600)	(440)	(145)	(373)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(9)	(159)		177	9
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	(9)	(3)	15	212	195		410
svalutazioni (riprese di valore) nette	874	101	98	175	9		1.257
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	140						140
plusvalenze nette su cessione di asset	(19)		(1)	(6)	(9)		(35)
accantonamenti a fondo rischi			2	30	(4)		28
oneri per incentivazione all'esodo	7	1	(5)	7	15		25
derivati su commodity	54	140	(216)	3			(19)
differenze e derivati su cambi	29	274	1	6	(6)		304
altro	14	(112)	15	41	(10)		(52)
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.090	401	(91)	468	190		2.058
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.796	271	136	(291)	(250)	32	1.694
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	984	8	(3)	16			1.005
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.780	279	133	(275)	(250)	32	2.699
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	58	(4)	7	6	(195)		(128)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(71)	5	(15)	(20)			(101)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(548)	(3)	3	3			(545)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	365	10	(15)	(1)			359
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.219	277	128	(286)	(445)	32	1.925
Imposte sul reddito (i)	(1.233)	(86)	(33)	179	169	(17)	(1.021)
Tax rate (%)							53,0
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	986	191	95	(107)	(276)	15	904
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							885
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							230
Esclusione (utile) perdita di magazzino							3
Esclusione special item							652
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							885

(€ milioni)

Esercizio 2025

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	6.302	1.770	652	(2.485)	(1.499)	270	5.010
Esclusione (utile) perdita di magazzino			115	684		(54)	745
Esclusione special item:							
oneri ambientali	24	1	57	306	172		560
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.081	(18)	7	451	61		1.582
plusvalenze nette su cessione di asset	(10)		1	(5)	(7)		(21)
accantonamenti a fondo rischi	122			36	167		325
oneri per incentivazione all'esodo	23	2	2	11	34		72
derivati su commodity	(9)	(377)	368	(8)			(26)
differenze e derivati su cambi	(48)	(292)	(1)	7			(334)
altro	8	276	35	107	5		431
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.191	(408)	469	905	432		2.589
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	7.493	1.362	1.236	(896)	(1.067)	216	8.344
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	3.670	30	(28)	207			3.879
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	11.163	1.392	1.208	(689)	(1.067)	216	12.223
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(79)	(16)	(35)	22	(165)		(273)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(679)	13	(54)	(78)			(798)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.941)	(11)	2	31			(1.919)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	1.050	32	(80)	160			1.162
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	8.464	1.378	1.121	(714)	(1.232)	216	9.233
Imposte sul reddito (i)	(3.589)	(527)	(319)	33	439	(60)	(4.023)
Tax rate (%)							43,6
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	4.875	851	802	(681)	(793)	156	5.210
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							221
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.989
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.608
Esclusione (utile) perdita di magazzino							508
Esclusione special item							1.873
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.989

(€ milioni)

Esercizio 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enlilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	6.715	(909)	1.589	(1.681)	(371)	(105)	5.238
Esclusione (utile) perdita di magazzino			112	95		227	434
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	9	(3)	38	177	(190)		31
svalutazioni (riprese di valore) nette	2.203	101	113	455	28		2.900
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	140						140
plusvalenze nette su cessione di asset	(25)		(1)	(2)	(10)		(38)
accantonamenti a fondo rischi	9		2	33			44
oneri per incentivazione all'esodo	21	1	(2)	19	34		73
derivati su commodity	(1)	1.740	(682)	(1)			1.056
differenze e derivati su cambi	22	228	(1)	6	3		258
altro	127	77	19	9	(20)		212
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.505	2.144	(514)	696	(155)		4.676
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	9.220	1.235	1.187	(890)	(526)	122	10.348
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	3.802	39	(44)	177			3.974
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	13.022	1.274	1.143	(713)	(526)	122	14.322
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(171)	(8)	(30)	15	(311)		(505)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(389)	17	(37)	(73)			(482)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(2.215)	(11)		16			(2.210)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	1.198	45	(81)	120			1.282
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	10.247	1.272	1.076	(755)	(837)	122	11.125
Imposte sul reddito (i)	(5.470)	(485)	(352)	306	251	(42)	(5.792)
Tax rate (%)							52,1
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	4.777	787	724	(449)	(586)	80	5.333
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							76
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							5.257
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.624
Esclusione (utile) perdita di magazzino							308
Esclusione special item							2.325
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							5.257

(€ milioni)

III trimestre 2025

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enliva e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.670	227	242	(291)	(418)	(86)	1.344
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(8)	69		56	117
Esclusione special item:							
oneri ambientali	2		11	19			32
svalutazioni (riprese di valore) nette	109		9	59	4		181
accantonamenti a fondo rischi	38				170		208
oneri per incentivazione all'esodo	3	1	2	3	10		19
derivati su commodity	16	(32)	67	(1)			50
differenze e derivati su cambi	(32)	17		(1)	(1)		(17)
altro	(6)	129	10	7	(1)		139
Special item dell'utile (perdita) operativo	130	115	99	86	182		612
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.800	342	333	(136)	(236)	(30)	2.073
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	838	4	(2)	83			923
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.638	346	331	(53)	(236)	(30)	2.996
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(84)	(4)	(12)	3	(75)		(172)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(137)	3	(11)	(19)			(164)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(402)	3	1	11			(387)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	299	10	(12)	75			372
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.015	348	309	(58)	(311)	(30)	2.273
Imposte sul reddito (i)	(840)	(132)	(93)	(16)	114	9	(958)
Tax rate (%)							42,1
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.175	216	216	(74)	(197)	(21)	1.315
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							68
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.247
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							803
Esclusione (utile) perdita di magazzino							87
Esclusione special item							357
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.247

Analisi degli special item

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2025	2024	2025	2024
32	Oneri ambientali	336	410	560	31
181	Svalutazioni (riprese di valore) nette	760	1.257	1.582	2.900
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		140		140
	Plusvalenze nette su cessione di asset	(15)	(35)	(21)	(38)
208	Accantonamenti a fondo rischi	100	28	325	44
19	Oneri per incentivazione all'esodo	19	25	72	73
50	Derivati su commodity	(23)	(19)	(26)	1.056
(17)	Differenze e derivati su cambi	(38)	304	(334)	258
139	Altro	197	(52)	431	212
612	Special item dell'utile (perdita) operativo	1.336	2.058	2.589	4.676
11	Oneri (proventi) finanziari	(1)	(280)	279	(155)
	di cui:				
17	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	38	(304)	334	(258)
(112)	Oneri (proventi) su partecipazioni	108	94	(158)	(319)
(145)	Imposte sul reddito	(505)	(1.259)	(790)	(1.941)
366	Totale special item dell'utile (perdita) netto	938	613	1.920	2.261
	di competenza:				
357	- azionisti Eni	931	652	1.873	2.325
9	- interessenze di terzi	7	(39)	47	(64)

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.800	Utile operativo adjusted E&P	1.804	1.796	-	7.493	9.220	(19)
838	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	991	984	1	3.670	3.802	(3)
2.638	Utile operativo proforma adjusted E&P	2.795	2.780	1	11.163	13.022	(14)
342	Utile operativo adjusted GGP e Power	179	271	(34)	1.362	1.235	10
4	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	7	8	(13)	30	39	(23)
346	Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	186	279	(33)	1.392	1.274	9
333	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude	289	136	..	1.236	1.187	4
(2)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	(10)	(3)	..	(28)	(44)	36
331	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude	279	133	..	1.208	1.143	6
(136)	Utile operativo adjusted Refining e Chimica	(204)	(291)	30	(896)	(890)	(1)
83	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	95	16	..	207	177	17
(53)	Utile operativo proforma adjusted Refining e Chimica	(109)	(275)	60	(689)	(713)	3
(236)	Utile operativo adjusted altri settori	(354)	(250)	(42)	(1.067)	(526)	..
(30)	Effetto eliminazione utili interni	68	32	..	216	122	77
2.996	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	2.865	2.699	6	12.223	14.322	(15)

(a) Le principali partecipazioni rilevanti sono Vår Energi, Azule Energy, Ithaca, Mozambique Rovuma Venture, Neptune Algeria, SeaCorridor, Adnoc R> e St. Bernard Renewables LLC.

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

IV Trimestre					2025	Esercizio				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
					(€ milioni)					
176	270	1.374	(38)	1.782	Utile operativo	5.010	745	2.923	(334)	8.344
(151)		(39)	38	(152)	Proventi/oneri finanziari	(819)		(55)	334	(540)
273		108		381	Proventi/oneri da partecipazioni	1.587		(158)		1.429
(161)	(78)	(505)		(744)	Imposte sul reddito	(3.020)	(213)	(790)		(4.023)
137	192	938		1.267	Utile netto	2.758	532	1.920		5.210
47	17	7		71	- Interessenze di terzi	150	24	47		221
90	175	931		1.196	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.608	508	1.873		4.989

IV Trimestre					2024	Esercizio				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
					(€ milioni)					
(373)	9	1.754	304	1.694	Utile operativo	5.238	434	4.418	258	10.348
65		24	(304)	(215)	Proventi/oneri finanziari	(599)		103	(258)	(754)
352		94		446	Proventi/oneri da partecipazioni	1.850		(319)		1.531
244	(6)	(1.259)		(1.021)	Imposte sul reddito	(3.725)	(126)	(1.941)		(5.792)
288	3	613		904	Utile netto	2.764	308	2.261		5.333
58		(39)		19	- Interessenze di terzi	140		(64)		76
230	3	652		885	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.624	308	2.325		5.257

2025					III Trim.				
					Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)									
Utile operativo					1.344	117	629	(17)	2.073
Proventi/oneri finanziari					(258)		(6)	17	(247)
Proventi/oneri da partecipazioni					559		(112)		447
Imposte sul reddito					(780)	(33)	(145)		(958)
Utile netto					865	84	366		1.315
- Interessenze di terzi					62	(3)	9		68
Utile netto di competenza azionisti Eni					803	87	357		1.247

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2025	(€ milioni)	2025	2024	var %	2025	2024	var %
13.329	Exploration & Production	12.096	13.380	(10)	50.367	54.440	(7)
3.503	Global Gas & LNG Portfolio e Power	4.583	6.185	(26)	17.120	18.876	(9)
7.021	Enilive e Plenitude	7.122	7.906	(10)	29.278	31.301	(6)
4.545	Refining e Chimica	4.169	4.686	(11)	18.179	21.210	(14)
487	Corporate e altre attività	607	544	12	2.073	1.905	9
(8.681)	Elisioni di consolidamento	(7.962)	(9.213)	14	(34.866)	(38.935)	10
20.204		20.615	23.488	(12)	82.151	88.797	(7)

Costi operativi

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2025	(€ milioni)	2025	2024	var %	2025	2024	var %
16.512	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	17.680	19.833	(11)	67.056	71.114	(6)
(3)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	(136)	94	..	11	168	(93)
744	Costo lavoro	791	783	1	3.229	3.262	(1)
19	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	19	25	(24)	72	73	(1)
17.253		18.335	20.710	(11)	70.296	74.544	(6)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2025	(€ milioni)	2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.521	Exploration & Production	1.475	1.577	(6)	6.061	6.353	(5)
64	Global Gas & LNG Portfolio e Power	83	32	..	279	267	4
190	Enilive e Plenitude	192	192	-	745	708	5
79	- Enilive	70	75	(7)	294	284	4
111	- Plenitude	122	117	4	451	424	6
39	Refining e Chimica	32	42	(24)	146	161	(9)
38	Corporate e altre attività	38	37	3	153	144	6
(10)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(8)	(13)	(35)	(33)	(6)
1.842	Ammortamenti	1.811	1.872	(3)	7.349	7.600	(3)
181	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	760	1.257	(40)	1.582	2.900	(45)
2.023	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.571	3.129	(18)	8.931	10.500	(15)
11	Radiazioni	35	420	(92)	33	580	(94)
2.034		2.606	3.549	(27)	8.964	11.080	(19)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)						
Esercizio 2025	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.116	32	(86)	120	(21)	1.161
Dividendi	182		6	22	32	242
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	32				45	77
Altri proventi (oneri) netti	92	(18)	6		27	107
	1.422	14	(74)	142	83	1.587

Gearing e indebitamento finanziario netto

Il "gearing" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi. Il management Eni utilizza il gearing per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento terzi e il capitale investito netto, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 Dic. 2024	31 Dic. 2025	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	30.348	28.464	(1.884)
- Debiti finanziari a breve termine	8.820	8.363	(457)
- Debiti finanziari a lungo termine	21.528	20.101	(1.427)
Disponibilità liquide ed equivalenti ^(a)	(8.183)	(8.242)	(59)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.797)	(6.991)	(194)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.193)	(3.845)	(652)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	9.386	(2.789)
Passività per beni in leasing	6.453	5.700	(753)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	15.086	(3.542)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.648	52.787	(2.861)
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,15	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,25	0,22	

(a) Comprende €142 mln di cassa di società consolidate held-for-sale temporaneamente depositati presso banche terze a fine 2025 e successivamente trasferiti sui conti di tesoreria di Gruppo a inizio 2026.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2025	31 Dic. 2024
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.100	8.183
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.991	6.797
Altre attività finanziarie	3.000	1.085
Crediti commerciali e altri crediti	12.436	16.901
Rimanenze	5.143	6.259
Attività per imposte sul reddito	539	695
Altre attività	3.943	3.662
	40.152	43.582
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	50.536	59.864
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.184	5.822
Attività immateriali	6.022	6.434
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.187	1.595
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13.155	14.150
Altre partecipazioni	1.329	1.395
Altre attività finanziarie	1.819	3.215
Attività per imposte anticipate	6.716	6.322
Attività per imposte sul reddito	125	129
Altre attività	2.839	4.011
	88.912	102.937
Attività destinate alla vendita	8.005	420
TOTALE ATTIVITÀ	137.069	146.939
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.929	4.238
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.434	4.582
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.263	1.279
Debiti commerciali e altri debiti	20.261	22.092
Passività per imposte sul reddito	343	587
Altre passività	4.039	5.049
	34.269	37.827
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	20.139	21.570
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.437	5.174
Fondi per rischi e oneri	14.580	15.774
Fondi per benefici ai dipendenti	596	681
Passività per imposte differite	4.805	5.581
Passività per imposte sul reddito	40	40
Altre passività	3.390	4.449
	47.987	53.269
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	2.026	195
TOTALE PASSIVITÀ	84.282	91.291
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	33.195	32.552
Riserve per differenze cambio da conversione	1.937	8.081
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.977	8.406
Azioni proprie	(2.782)	(2.883)
Utile (perdita) netto	2.608	2.624
Totale patrimonio netto di Eni	47.940	52.785
Interessenze di terzi	4.847	2.863
TOTALE PATRIMONIO NETTO	52.787	55.648
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	137.069	146.939

CONTO ECONOMICO

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2025	2024	2025	2024
20.204	Ricavi della gestione caratteristica	20.615	23.488	82.151	88.797
342	Altri ricavi e proventi	382	484	1.478	2.417
20.546	Totale ricavi	20.997	23.972	83.629	91.214
(16.512)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(17.680)	(19.833)	(67.056)	(71.114)
3	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	136	(94)	(11)	(168)
(744)	Costo lavoro	(791)	(783)	(3.229)	(3.262)
85	Altri proventi (oneri) operativi	120	(86)	641	(352)
(1.842)	Ammortamenti	(1.811)	(1.872)	(7.349)	(7.600)
(181)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(760)	(1.257)	(1.582)	(2.900)
(11)	Radiazioni	(35)	(420)	(33)	(580)
1.344	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	176	(373)	5.010	5.238
839	Proventi finanziari	996	3.235	7.196	7.715
(1.150)	Oneri finanziari	(1.208)	(3.491)	(8.170)	(8.980)
71	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	53	69	235	388
(18)	Strumenti finanziari derivati	8	252	(80)	278
(258)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(151)	65	(819)	(599)
359	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	153	75	1.161	866
200	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	120	277	426	984
559	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	273	352	1.587	1.850
1.645	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	298	44	5.778	6.489
(780)	Imposte sul reddito	(161)	244	(3.020)	(3.725)
865	Utile (perdita) netto	137	288	2.758	2.764
	di competenza:				
803	- azionisti Eni	90	230	2.608	2.624
62	- interessenze di terzi	47	58	150	140
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,25	- semplice	0,01	0,06	0,78	0,79
0,24	- diluito	0,01	0,06	0,78	0,78
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.011,2	- semplice	2.976,5	3.115,9	3.024,8	3.167,0
3.073,8	- diluito	3.039,8	3.179,2	3.088,1	3.230,4

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	IV Trim.		Esercizio	
	2025	2024	2025	2024
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	137	288	2.758	2.764
Componenti non riclassificabili a conto economico	(42)	70	(37)	67
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(9)		(9)	8
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(35)	72	(30)	62
Effetto fiscale	2	(2)	2	(4)
Componenti riclassificabili a conto economico	(257)	3.292	(5.738)	2.348
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(257)	3.748	(6.410)	3.066
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	(568)	865	(912)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	10	(51)	65	(69)
Effetto fiscale	(11)	163	(258)	263
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(299)	3.362	(5.775)	2.415
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(162)	3.650	(3.017)	5.179
di competenza:				
- azionisti Eni	(170)	3.468	(2.874)	4.962
- interessenze di terzi	8	182	(143)	217

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024		53.644
Totale utile (perdita) complessivo	5.179	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.067)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)	
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.848	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	
Opzione put su Plenitude	(387)	
Acquisto azioni proprie	(2.003)	
Operazione Plenitude - cessione EIP	588	
Costi di emissione di obbligazioni ibride	(21)	
Imposte su cedole bond ibrido	36	
Altre variazioni	19	
Totale variazioni		2.004
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2024		55.648
di competenza:		
- azionisti Eni		52.785
- interessenze di terzi		2.863
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025		55.648
Totale utile (perdita) complessivo	(3.017)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.081)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(275)	
Acquisto di azioni proprie	(1.881)	
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.500	
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.500)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(310)	
Imposte su cessione Enilive e Plenitude	(36)	
Imposte su cedole e costi bond ibrido	65	
Operazione Plenitude - cessione EIP	209	
Operazione Plenitude - cessione ARES	2.003	
Opzione put su Plenitude	(139)	
Operazione Enilive - cessione KKR	3.569	
Altre variazioni	32	
Totale variazioni		(2.861)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2025		52.787
di competenza:		
- azionisti Eni		47.940
- interessenze di terzi		4.847

RENDICONTO FINANZIARIO

III Trim. 2025	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2025	2024	2025	2024
865	Utile (perdita) netto	137	288	2.758	2.764
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.842	Ammortamenti	1.811	1.872	7.349	7.600
181	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	760	1.257	1.582	2.900
11	Radiazioni	35	420	33	580
(359)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(153)	(75)	(1.161)	(866)
(32)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(61)	(35)	(99)	(601)
(87)	Dividendi	(55)	(97)	(242)	(227)
(121)	Interessi attivi	(121)	(150)	(444)	(497)
319	Interessi passivi	330	309	1.256	1.245
780	Imposte sul reddito	161	(244)	3.020	3.725
(107)	Altre variazioni	(283)	(287)	(515)	(158)
435	Flusso di cassa del capitale di esercizio	2.108	1.026	2.735	1.286
(405)	- rimanenze	920	405	916	68
1.166	- crediti commerciali	(607)	(2.927)	3.214	1.145
(609)	- debiti commerciali	2.211	3.321	(835)	110
(109)	- fondi per rischi e oneri	(6)	271	(554)	(87)
392	- altre attività e passività	(410)	(44)	(6)	50
(63)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(24)	(10)	(79)	(105)
417	Dividendi incassati	489	537	1.785	1.946
51	Interessi incassati	190	217	358	456
(242)	Interessi pagati	(279)	(136)	(1.269)	(1.130)
(812)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(695)	(1.272)	(3.737)	(5.826)
3.078	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.350	3.620	13.330	13.092
(2.494)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.970)	(2.817)	(9.999)	(11.782)
(2.061)	- attività materiali	(2.934)	(2.394)	(8.702)	(7.999)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing				(5)
(117)	- attività immateriali	(152)	(138)	(527)	(486)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(196)	49	(196)	(1.795)
(229)	- partecipazioni	(102)	(258)	(682)	(798)
(8)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(46)	(89)	(89)	(185)
(79)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	460	13	197	(514)
1.430	Flusso di cassa dei disinvestimenti	290	986	2.040	2.496
1.351	- attività materiali	(3)	1.135	1.414	1.354
3	- attività immateriali	1	2	4	21
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	118	(104)	118	887
52	- partecipazioni	65	69	135	526
7	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	75	26	98	69
17	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	34	(142)	271	(361)
(459)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(690)	(666)	(1.339)	(531)
(1.523)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.370)	(2.497)	(9.298)	(9.817)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

III Trim.		IV Trim.		Esercizio	
2025	(€ milioni)	2025	2024	2025	2024
1.514	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	549	150	5.784	3.516
(2.908)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(352)	(1.130)	(8.063)	(4.748)
(303)	Rimborso di passività per beni in leasing	(272)	(272)	(1.250)	(1.205)
1.297	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.331)	306	(276)	(61)
(781)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(775)	(794)	(3.080)	(3.068)
(30)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(214)		(277)	(45)
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi			709	589
	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	2.003	4	5.072	
(560)	Acquisto di azioni proprie	(670)	(876)	(1.896)	(2.012)
(1)	Emissioni (rimborsi) di obbligazioni ibride perpetue	(248)	229	(18)	1.778
	Altri apporti			9	14
	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue	(205)	(51)	(310)	(138)
(1.772)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.515)	(2.434)	(3.596)	(5.380)
2	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	4	127	(198)	83
(215)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(531)	(1.184)	238	(2.022)
9.167	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	8.952	9.367	8.183	10.205
8.952	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	8.421	8.183	8.421	8.183

Investimenti tecnici

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2025	(€ milioni)	2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.535	Exploration & Production	1.943	1.785	9	6.253	6.055	3
63	di cui: - ricerca esplorativa	162	86	88	391	433	(10)
1.345	- sviluppo di idrocarburi	1.571	1.671	(6)	5.502	5.564	(1)
14	Global Gas & LNG Portfolio e Power	58	43	35	109	110	(1)
2	- Global Gas & LNG Portfolio	5	5		16	20	(20)
12	- Power	53	38	39	93	90	3
288	Enilive e Plenitude	503	408	23	1.232	1.303	(5)
98	- Enilive	269	192	40	468	416	13
190	- Plenitude	234	216	8	764	887	(14)
142	Refining e Chimica	233	179	30	663	632	5
97	- Refining	178	127	40	481	422	14
45	- Chimica	55	52	6	182	210	(13)
51	Corporate e altre attività	126	123	2	430	408	5
(13)	Elisioni di consolidamento	(6)	(6)		(40)	(23)	(74)
2.017	Investimenti tecnici ^(a)	2.857	2.532	13	8.647	8.485	2

(a) I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€348 mln e €544 mln nel quarto trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, 1.371 mln e €2.172 mln nell'esercizio 2025 e 2024, rispettivamente e €270 mln nel terzo trimestre 2025).

Nell'esercizio 2025 gli investimenti tecnici di €8.647 mln (€8.485 mln nell'esercizio 2024) evidenziano un incremento del 2% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & production gli investimenti (€6.253 mln) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare negli Emirati Arabi Uniti, Libia, Egitto, Indonesia, Algeria, Congo e Italia;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€764 mln) sono relativi allo sviluppo del business delle rinnovabili, all'acquisizione di nuovi clienti nonché all'attività di sviluppo della rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€468 mln) sono relativi principalmente all'attività di bioraffinazione e di commercializzazione in Italia e all'estero, ad interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente legati l'attività di raffinazione in Italia (€481 mln) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€182 mln) su economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate e altre attività sono principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€240 mln).

Performance di Sostenibilità

		Esercizio	
		2025	2024
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,55	0,70
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	18,6	21,2
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	14,8	16,0
Volume di idrocarburi inviati a flaring di routine Upstream	(miliardi di Sm ³)	0,0	0,1
Volumi di oil spill operativi (>1 barile)		217	675
Acqua di produzione reiniettata	(%)	56	51

Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non.

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro: in miglioramento rispetto al 2024, con un numero di eventi in calo per le performance positive sia dei dipendenti che dei contrattisti. Nel periodo non sono occorsi eventi mortali e con conseguenza l'inabilità.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1): in riduzione rispetto al 2024 grazie ad operazioni di portafoglio nel business E&P, ad azioni di contenimento del non routine flaring e alle fermate legate alla trasformazione industriale nel business della chimica.
- Emissioni dirette di metano (Scope 1): in riduzione rispetto al 2024, grazie alle operazioni di portafoglio, ai progetti di efficientamento e alle campagne di monitoraggio negli asset Upstream.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine upstream: raggiunto lo zero flaring nel corso del 2025 per effetto congiunto delle operazioni di portafoglio nel business E&P ed il completamento dei progetti di valorizzazione del gas in Congo.
- Volumi di oil spill operativi: i volumi legati ad eventi di oil spill operativi rilevati durante l'anno hanno registrato un calo, con una riduzione anche della numerosità degli eventi. Nel periodo non si sono verificati eventi di oil spill legati ad atti di sabotaggio.
- Percentuale acqua di produzione reiniettata upstream: in aumento rispetto al 2024, principalmente per l'aumento dei volumi reiniettati in Turkmenistan, Messico e Italia.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2025			IV Trim.		Esercizio	
			2025	2024	2025	2024
62	Italia	(mgl di boe/giorno)	63	66	65	64
287	Resto d'Europa		318	240	272	245
529	Africa Settentrionale		593	599	541	598
340	Africa Sub-Sahariana		332	307	333	305
154	Kazakhstan		156	159	161	157
235	Resto dell'Asia		227	215	217	205
143	America		148	128	135	130
6	Australia e Oceania		2	2	4	3
1.756	Produzione di idrocarburi (a)(b)		1.839	1.716	1.728	1.707
493	- di cui società in Joint Venture e collegate		523	435	470	400
143	Produzione venduta (a)	(mln di boe)	153	139	566	565

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2025			IV Trim.		Esercizio	
			2025	2024	2025	2024
25	Italia	(mgl di barili/giorno)	26	27	26	27
193	Resto d'Europa		201	137	171	135
175	Africa Settentrionale		188	179	176	179
193	Africa Sub-Sahariana		181	172	188	174
112	Kazakhstan		111	105	114	110
85	Resto dell'Asia		102	100	95	93
77	America		81	66	70	66
	Australia e Oceania					
860	Produzione di petrolio e condensati		890	786	840	784
283	- di cui società in Joint Venture e collegate		293	234	261	216

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2025			IV Trim.		Esercizio	
			2025	2024	2025	2024
5	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6	6	6	6
14	Resto d'Europa		17	16	15	16
53	Africa Settentrionale		60	62	54	62
22	Africa Sub-Sahariana		22	20	21	19
6	Kazakhstan		7	8	7	7
22	Resto dell'Asia		19	17	18	17
10	America		10	9	10	10
1	Australia e Oceania		-	-	-	-
133	Produzione di gas naturale		141	138	131	137
31	- di cui società in Joint Venture e collegate		34	30	31	27

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (141 e 163 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, 134 e 135 mila boe/giorno nell'esercizio 2025 e 2024, rispettivamente e 129 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2025).