



Eni: risultati del primo trimestre 2025

- I solidi risultati del Q1 '25 sono sostenuti dai migliorati fondamentali economico-finanziari della Società.
- Eni reagisce al quadro macroeconomico incerto e volatile con l'opzionalità e la flessibilità del suo portafoglio. Individuate azioni compensative per oltre €2 mld nel 2025. Investimenti netti previsti adesso sotto i €6 mld. Confermata la politica di remunerazione degli azionisti.
- Finalizzato l'investimento del 30% di KKR in Enilive, mentre EIP incrementa la partecipazione in Plenitude al 10%, esplicitando un valore di oltre €20 mld per i due business della transizione Eni.
- Nuovo successo nell'applicazione del modello dual exploration dell'Eni grazie alla monetizzazione anticipata dei nostri importanti progetti di Baleine in Costa d'Avorio e Congo FLNG a seguito degli accordi con Vitol.
- Raggiunto uno storico accordo con Cipro ed Egitto per l'esportazione in Europa delle risorse di gas della scoperta Cronos attraverso le infrastrutture Eni.
- In corso lo sviluppo di un rilevante satellite E&P Eni-Petronas, finanziariamente autonomo e con un portafoglio di asset di livello mondiale, allo scopo di massimizzare il valore delle significative risorse di gas Eni in Indonesia.

San Donato Milanese, 24 aprile 2025 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del primo trimestre 2025 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato: *"I solidi risultati del primo trimestre sono il frutto della costante esecuzione della nostra strategia, nonostante l'incerto contesto macroeconomico. Manteniamo la disciplina finanziaria e la determinazione nel fare leva sui nostri vantaggi competitivi basati sull'esplorazione, sulle tecnologie proprietarie e sugli innovativi modelli di business, per eseguire la trasformazione e generare valore per i nostri azionisti. Gli straordinari successi esplorativi aprono nuove opportunità di mercato e di ritorni. Con Petronas stiamo creando un nuovo satellite upstream paritetico, autofinanziato, con lo scopo di valorizzare l'ingente potenziale delle nostre scoperte al largo dell'Indonesia. Il modello di "esplorazione duale" è stato applicato negli accordi con Vitol, anticipando la monetizzazione dei rilevanti progetti Eni di Baleine e Congo FLNG con incassi attesi pari a \$2,7 mld. La strategia di crescita e di creazione di valore basata sui satelliti relativi alla transizione prende slancio; Enilive e Plenitude hanno perfezionato ulteriori investimenti, mentre è in fase di definizione il nuovo satellite dedicato all'attività di cattura/stoccaggio della CO₂. Nel primo trimestre Eni ha conseguito su base adjusted €3,7 mld di utile operativo proforma, €1,4 mld di utile netto e €3,4 mld di flusso di cassa operativo in grado di coprire gli investimenti lordi di €1,9 mld e la distribuzione di cassa agli azionisti. Questi risultati insieme agli incassi della gestione del portafoglio ci consentono di ridurre il rapporto di leva al livello storicamente minimo di 0,12. In prospettiva, siamo ben posizionati per attraversare l'attuale congiuntura: grazie a un portafoglio di attivi di elevata qualità, in grado di fornirci ampia flessibilità, e a strutture finanziarie collaudate che assicurano una disciplinata allocazione del capitale e una crescita autofinanziata, siamo in grado di ottimizzare i nostri piani di spesa e la gestione della cassa. Come risultato abbiamo individuato oltre €2 mld di azioni di razionalizzazione della spesa, equivalenti a circa 15 \$/bbl di effetto prezzo, e siamo in grado di confermare la nostra politica di distribuzione per il 2025 nel contesto di una solida struttura finanziaria."*

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

IV Trim. 2024			I Trim.		
			2025	2024	var %
1.716	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.647	1.741	(5)
4,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,1	3,0	37
2.699	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	3.681	4.116	(11)
1.694	società consolidate		2.600	3.027	(14)
1.005	società partecipate rilevanti ^(b)		1.081	1.089	(1)
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)				
2.780	E&P		3.308	3.392	(2)
279	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		473	353	34
133	Enilive e Plenitude		336	426	(21)
(275)	Refining e Chimica		(334)	(53)	..
(218)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(102)	(2)	
1.925	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		2.749	3.126	(12)
885	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		1.412	1.582	(11)
230	Utile (perdita) netto ^(c)		1.172	1.211	(3)
2.889	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		3.414	3.896	(12)
3.620	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.385	1.904	25
2.693	Investimenti organici ^(d)		1.885	1.990	(5)
12.175	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		10.334	12.882	(20)
55.648	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		57.269	55.109	4
0,22	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,18	0,23	
0,15	Leverage proforma ^(e)		0,12		

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure alle pagine 18 e successive.

(b) Per le principali JV/colligate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 22.

(c) Di competenza azionisti Eni.

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

(e) Calcolato considerando le transazioni definite ma non ancora finalizzate alla data di reporting.

Highlight strategici e finanziari

Gli eccellenti successi esplorativi sono alla base dei principali traguardi della E&P

- In fase di costituzione la JV tra Eni e Petronas, finanziariamente indipendente e con un portafoglio di asset di livello mondiale, che fa leva sul nostro rilevante potenziale minerario a gas in Indonesia. La JV ha l'obiettivo di un plateau produttivo di 500 mila barili/g con un vasto potenziale esplorativo addizionale nell'area.
- Firmati con Vitol accordi di diluizione di elevate quote di partecipazione possedute da Eni nei grandi progetti operati rispettivamente di Baleine in Costa d'Avorio per il 30% (quota Eni post transazione al 47,25%) e del progetto Congo LNG per il 25% (Eni 40% post transazione) con un incasso atteso di USD 2,7 mld, in linea con il nostro modello di dual exploration.
- Storico accordo con Cipro ed Egitto per sfruttare le significative risorse di gas della scoperta cipriota di Cronos nel Blocco 6, che saranno esportate nei mercati a premio dell'Europa, grazie alle sinergie con le infrastrutture produttive e la capacità di liquefazione Eni in Egitto.

Costante crescita dei nostri satelliti legati alla transizione

- Enilive ha avviato l'unità per la produzione di carburanti sostenibili per l'aviazione presso Gela, della capacità di 400 mila ton/anno.
- Plenitude ha completato diversi progetti di installazione di impianti di energia rinnovabile in Italia, Spagna e Regno Unito.

Tecnologie proprietarie per promuovere la crescita e la decarbonizzazione a lungo termine

- Avviata una collaborazione con Group42 e il fondo di investimento degli Emirati Arabi Uniti dedicato all'IA per la costruzione di un Data Center hyperscale presso il nostro hub di Ferrera Erbognone, alimentato con energia da gas, pronta per essere decarbonizzata tramite cattura della CO₂.
- Avviata una collaborazione con l'Autorità per l'Energia Atomica del Regno Unito per condurre attività di ricerca e sviluppo nel campo dell'energia da fusione.

Innovativi modelli finanziari e disciplina nella spesa per generare valore per gli azionisti e ridurre l'indebitamento

- Finalizzato l'investimento del 30% del fondo KKR in Enilive con un incasso complessivo di €3,6 mld. Finalizzata la seconda tranche dell'investimento del fondo EIP in Plenitude, che incrementa la partecipazione al 10%, con un incasso per Eni di €0,2 mld.
- I proventi ottenuti dalla valorizzazione dei nostri satelliti e i successi nell'applicazione del modello dual exploration migliorano il leverage proforma che si attesta al livello di 0,12.
- Nel primo trimestre '25, remunerati i nostri azionisti con €1,2 mld di cassa.

Risultati finanziari del primo trimestre 2025 nel complesso solidi trainati dalla costante esecuzione della strategia Eni

- Nel primo trimestre 2025 l'EBIT proforma adjusted di €3,7 mld è aumentato di circa il 36% su base sequenziale in uno scenario di riferimento simile, grazie all'eccellente performance della E&P, al solido contributo di GGP e al costante miglioramento dei nostri satelliti Enilive e Plenitude. Nel confronto con il primo trimestre 2024, l'EBIT evidenzia un calo dell'11% dovuto alla flessione di circa il 10% del prezzo del petrolio Brent. Utile netto adjusted pari a €1,4 mld.
- Nel primo trimestre 2025:
 - E&P ha conseguito l'EBIT proforma adjusted di €3,3 mld, in aumento di circa il 20% su base sequenziale per effetto del maggior contributo di Paesi con produzioni più profittevoli e dei generalizzati minori costi.
 - GGP ha ottenuto l'EBIT proforma adjusted di €310 mln, grazie alla massimizzazione del valore del portafoglio gas/GNL.
 - L'EBIT proforma adjusted di Enilive pari a €95 mln, è quasi raddoppiato su base sequenziale, sostenuto dal maggiore contributo delle attività retail; in riduzione rispetto al 2024 a causa dei minori margini dei biocarburanti.
 - Plenitude ha conseguito l'EBIT proforma adjusted di €241 mln, in linea con il 2024.
 - L'EBITDA proforma adjusted dei due satelliti è stato pari a €0,17 mld per Enilive e a €0,36 mld per Plenitude.
 - L'attività di raffinazione ha chiuso con una perdita proforma adjusted di €91 mln, peggiorando il confronto sia rispetto al primo trimestre 2024 sia su base sequenziale, per effetto del continuo deterioramento dei margini. L'attività della chimica registra la perdita di €0,24 mld a causa della prolungata debolezza del settore europeo dovuto alla minore domanda e alla pressione sui margini da parte di operatori con posizioni di costo più vantaggiose.
 - Il flusso di cassa adjusted prima dei movimenti del circolante ammonta a €3,4 mld, superiore ai fabbisogni per gli investimenti lordi di €1,9 mld. Il free cash flow organico di €1,5 mld e gli incassi netti da dismissione di circa €3 mld, relativi principalmente all'investimento del 25% di KKR in Enilive, hanno consentito di remunerare gli azionisti con €1,2 mld (inclusa la terza tranche del dividendo 2024 di €0,76 mld) e di ridurre l'indebitamento finanziario netto di circa €1,8 mld a €10,3 mld vs fine 2024.

Outlook 2025

In risposta ai rischi macroeconomici e alle incertezze sui dazi commerciali, la società ottimizza i piani di spesa per il 2025 e farà ricorso alle leve di portafoglio. Le azioni di mitigazione relative agli investimenti, portafoglio, costi e altre iniziative di cassa sono previste compensare oltre €2 mld di effetti negativi dello scenario.

- Gli investimenti lordi per il 2025 sono stati rivisti al di sotto di €8,5 mld rispetto a una previsione iniziale di €9 mld. Gli investimenti al netto delle dismissioni sono attesi inferiori a €6 mld rispetto a una stima iniziale compresa tra €6,5-7 mld.
- Assumendo lo scenario aggiornato di 65 \$/bbl per il prezzo del petrolio Brent, 40 €/MWh per il prezzo spot del gas al TTF, 3,5 \$/bbl per il margine di raffinazione Eni SERM e un tasso di cambio EUR vs USD pari a 1,1, il CFFO adjusted di Gruppo è ora atteso a €11 mld, un risultato migliore di quanto implicherebbe la variazione dei parametri di scenario.
- Produzione di idrocarburi attesa ancora a 1,7 mln boe/g allo scenario Brent di 65 \$/bbl.
- GGP EBIT proforma adjusted confermato a €0,8 mld, in incremento a oltre €1 mld in caso di esito positivo delle negoziazioni e di un favorevole scenario di riferimento.
- Enilive e Plenitude:
 - EBITDA proforma adjusted atteso pari a €1 mld e oltre €1,1 mld, rispettivamente;
 - a fine 2025, capacità installata da fonti rinnovabili attesa oltre 5,5 GW (100% Plenitude); capacità di lavorazione delle bioraffinerie attesa a 1,65 MTPA, a cui si aggiunge circa 1 MTPA in costruzione.

In attesa dell'approvazione dell'Assemblea degli azionisti del prossimo 14 maggio, confermato l'incremento del 5% del dividendo di competenza dell'esercizio 2025 a €1,05 per azione e l'avvio del programma di riacquisto di azioni da €1,5 mld.

- Quarta tranche del dividendo 2024 pari a €0,25 per azione in pagamento il 21 maggio 2025. L'Assemblea degli Azionisti del prossimo 14 maggio 2025 è attesa approvare il dividendo 2025 di €1,05 per azione da distribuirsi in quattro tranches e di rinnovare l'autorizzazione al programma di acquisto azioni proprie.

Robusta struttura patrimoniale e rapporto di leva entro l'intervallo obiettivo.

- Il rapporto d'indebitamento è atteso nell'intervallo 0,15 - 0,2.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

IV Trim.				I Trim.		
2024				2025	2024	var %
74,69	Brent dated		\$/barile	75,66	83,24	(9)
1,067	Cambio medio EUR/USD			1,052	1,086	(3)
1.716	Produzione di idrocarburi		mgl di boe/g	1.647	1.741	(5)
786	Petrolio		mgl di barili/g	786	797	(1)
138	Gas naturale		mln di metri cubi/g	128	140	(9)
54,46	Prezzi medi di realizzo ^(a)		\$/boe	55,21	54,16	2
69,02	Petrolio		\$/barile	69,72	74,53	(6)
260	Gas naturale		\$/mgl di metri cubi	268	249	8

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel primo trimestre 2025 la produzione di idrocarburi è stata di 1,65 mln di boe/giorno, in riduzione del 5% rispetto al primo trimestre 2024. La cessione delle attività perfezionate nel 2024 in Nigeria, Alaska, Congo e il declino dei giacimenti maturi sono stati sostanzialmente compensati dalla progressiva entrata a regime dei progetti organici in Costa d'Avorio, Congo, Messico ed Italia.
- La produzione di petrolio è stata di 786 mila barili/giorno nel primo trimestre 2025, in riduzione dell'1% rispetto al primo trimestre 2024. La crescita organica in Costa d'Avorio a seguito dell'avvio della Fase 2 del progetto Baleine e in Messico è stata compensata dalla cessione delle attività e dal declino di giacimenti maturi.
- La produzione di gas naturale è stata di 128 mln di metri cubi/giorno, in riduzione del 9% rispetto al primo trimestre 2024. La cessione delle attività e il declino dei giacimenti maturi sono stati in parte compensati dalla crescita organica in Congo (Marine XII), Italia (regimazione di Argo/Cassiopea) nonché in Mozambico (regimazione di Coral South).

Risultati

IV Trim.				I Trim.		
2024				2025	2024	var %
		(€ milioni)				
5.417	Ricavi Upstream			5.406	5.623	(4)
2.780	Utile operativo proforma adjusted			3.308	3.392	(2)
984	di cui: società partecipate rilevanti			1.078	992	9
706	Utile (perdita) operativo delle società consolidate			1.951	2.328	(16)
1.090	Esclusione special items			279	72	
1.796	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate			2.230	2.400	(7)
2.219	Utile (perdita) ante imposte adjusted			2.456	2.539	(3)
55,6	tax rate (%)			46,5	53,4	
986	Utile (perdita) netto adjusted			1.313	1.182	11
442	Costi di ricerca esplorativa:			44	71	(38)
51	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici			44	41	7
391	radiazione di pozzi di insuccesso			0	30	..
1.785	Investimenti tecnici			1.439	1.565	(8)
IV Trim.				I Trim.		
2024				2025	2024	var %
	Società partecipate rilevanti					
984	Utile operativo adjusted (quota Eni)	(€ milioni)		1.078	992	9
493	di cui: Vår Energi			597	613	(3)
292	Azule			232	313	(26)
365	Utile netto adjusted			328	250	31
344	Dividendi			266	261	2
435	Produzione di idrocarburi	(mgl di boe/g)		431	394	9

- Nel primo trimestre 2025 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €3.308 mln, in riduzione del 2% rispetto al primo trimestre 2024, a causa dei minori prezzi di realizzo dei liquidi che riflettono la riduzione del prezzo del petrolio in dollari (marker Brent -9%). Tale effetto negativo è stato in parte compensato dai maggiori prezzi di realizzo del gas naturale (+8%), nonché dai minori costi e dalle azioni di efficienza.
- Nel primo trimestre 2025, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €1.313 mln, in aumento dell'11% rispetto al primo trimestre 2024 e include il contributo delle JV e collegate, in particolare Vår Energi, Azule Energy ed Ithaca Energy.
- Nel primo trimestre 2025 il tax rate si attesta al 46%, in riduzione di circa 7 punti percentuali rispetto al periodo di confronto del 2024 per effetto principalmente di un più favorevole mix geografico dei profitti.

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

Sviluppi strategici

- A febbraio Eni ha annunciato un accordo per aggregare i propri asset oil&gas in Indonesia con il portafoglio di Petronas, compresi alcuni asset di Petronas in Malesia. La joint venture avrà un target produttivo di 500 mila boe/g, sostenibile nel lungo periodo grazie al potenziale minerario delle aree interessate.
- A febbraio, firmato un accordo con Cipro ed Egitto per lo sviluppo delle riserve di gas del Blocco 6 operato da Eni nell'offshore di Cipro, da esportare in Europa attraverso gli impianti di trattamento e liquefazione di Eni presenti in Egitto.
- A marzo, Eni e Vitol hanno concordato i termini economici per il farm-out a Vitol di una partecipazione del 25% posseduta da Eni nel progetto operato Congo FLNG (al closing Eni manterrà una partecipazione del 40%) e di una partecipazione del 30% posseduta da Eni nel progetto operato Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio (al closing Eni manterrà una partecipazione del 47,25%) con un incasso previsto di \$2,7 mld e data economica 1° gennaio 2024. Il closing delle due transazioni è soggetto alle normali approvazioni regolatorie e ad altre condizioni.
- A marzo, Eni e Petroci hanno annunciato un significativo aumento della fornitura di gas per il sistema di generazione elettrica della Costa d'Avorio. Il gas prodotto, fino a 70 mmcf/d, sarà interamente destinato a soddisfare la domanda locale, garantendo una fornitura affidabile per le esigenze di generazione elettrica del Paese e rafforzando ulteriormente il ruolo della Costa d'Avorio come hub energetico regionale. Avviata nel dicembre 2024, la Fase 2 del progetto Baleine segna un ulteriore passo avanti nell'impegno della società a rafforzare il settore energetico e lo sviluppo industriale del Paese.
- A marzo, Vår Energi (Eni 63%) ha annunciato l'avvio della produzione del giacimento Johan Castberg nel Mare di Barents, partecipato al 30%, della capacità di 220 kbbl/g. Johan Castberg è il primo dei cinque grandi start-up upstream che Eni prevede per il 2025.
- Ad aprile è stato firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con YPF, società energetica argentina, per valutare la fattibilità economica di un progetto di sviluppo integrato upstream/midstream delle riserve gas del bacino onshore di Vaca Muerta. Il progetto ha come obiettivo l'installazione di due unità galleggianti di GNL da 6 MTPA ciascuna.
- Varate le FPSO per lo sviluppo dei giacimenti di Agogo, operato da Azule al largo dell'Angola, e Balder operato da Vår Energi in Norvegia.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

IV Trim. 2024			I Trim.		
			2025	2024	var %
45	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	48	29	65
43	TTF		47	27	71
1,7	Spread PSV vs. TTF		1,4	1,8	(21)
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi			
6,67	Italia		5,95	7,69	(23)
7,78	Resto d'Europa		5,21	6,79	(23)
0,31	Importatori in Italia		0,22	0,42	(48)
7,47	Mercati europei		4,99	6,37	(22)
0,81	Resto del Mondo		0,96	0,97	(1)
15,26	Totale vendite gas (a)		12,12	15,45	(22)
2,70	Vendite di GNL		2,8	2,7	4
	Power				
5,60	Produzione termoelettrica	TWh	5,41	5,05	7

(a) Include vendite intercompany.

Global Gas & LNG Portfolio

- Nel primo trimestre 2025 le **vendite di gas naturale** di 12,12 mld di metri cubi sono in diminuzione del 22% rispetto al periodo di confronto per effetto della debole performance in Italia, a seguito della riduzione dei volumi venduti nel settore grossisti. Minori vendite registrate anche nel mercato Europeo (-22% rispetto al Q1 '24), principalmente in Turchia, in parte compensate dalle maggiori vendite in Benelux, Francia e Regno Unito.

Power

- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 5,41 TWh nel primo trimestre 2025, in aumento del 7% rispetto al periodo di confronto per effetto del maggior tasso di utilizzo degli impianti a seguito di uno scenario più favorevole.

Risultati

IV Trim. 2024			I Trim.		
			2025	2024	var %
	(€ milioni)				
6.185	Ricavi della gestione caratteristica		5.590	5.149	9
279	Utile operativo proforma adjusted		473	353	34
226	GGP		310	325	(5)
8	di cui: società partecipate rilevanti		10	32	(69)
53	Power		163	28	..
(130)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		773	(118)	..
401	Esclusione special item		(310)	439	
271	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		463	321	44
277	Utile (perdita) ante imposte adjusted		470	327	..
31,0	tax rate (%)		34,7	31,5	
191	Utile (perdita) netto adjusted		307	224	37
43	Investimenti tecnici		12	15	(20)

- Nel primo trimestre 2025 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €310 mln, a seguito della continua massimizzazione del valore dal portafoglio gas e GNL. Rispetto all'analogo periodo di confronto, il risultato è sostanzialmente in linea.
Nel primo trimestre 2025 l'utile operativo adjusted delle società consolidate registra il beneficio della riclassificazione a imposte di oneri operativi connessi alla componente fiscale della tariffa di trasporto del gas dall'Algeria riscossa e versata dalla JV SeaCorridor per conto del trasportatore.
- Nel primo trimestre 2025, il business **Power** ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €163 mln, in aumento di €135 milioni rispetto allo stesso periodo del 2024, per effetto di un provento una tantum dovuto a una rinegoziazione

contrattuale. Al netto di questo effetto, i risultati del trimestre sono sostanzialmente in linea con lo stesso periodo del 2024.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo “Special item” nella sezione Risultati di gruppo.

Enilive e Plenitude

Enilive

IV Trim. 2024			I Trim.		
			2025	2024	var %
	Enilive				
866	Spread EU HVO UCO-based vs UCO	\$/ton	702	732	(4)
849	Spread US RD ^(a) UCO-based vs UCO		482	1.040	(54)
163	Lavorazioni bio	mgl ton	292	347	(16)
43	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	79	94	(16)
4,81	Totale vendite Enilive	mln ton	5,28	5,46	(3)
1,95	Vendite rete		1,78	1,78	0
1,37	di cui: Italia		1,25	1,26	(1)
2,37	Vendite extrarete		2,88	3,17	(9)
1,92	di cui: Italia		2,27	2,47	(8)
0,49	Altre vendite		0,62	0,51	22

(a) Renewable Diesel.

- Nel primo trimestre 2025 i **volumi di lavorazione bio** pari a 292 mila tonnellate sono in riduzione del 16% rispetto allo stesso periodo del 2024 e risentono principalmente dei minori volumi lavorati presso la bioraffineria di Chalmette a seguito delle fermate di manutenzione.
- Nel primo trimestre 2025 le **vendite rete** ammontano a 1,78 mln di tonnellate, in linea rispetto al periodo di confronto, a seguito di una leggera riduzione delle vendite in Italia, in particolare di gasolio, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Spagna.
- Nel primo trimestre 2025 le **vendite extrarete in Italia** sono pari a 2,27 mln di tonnellate, in calo dell'8% rispetto al 2024 a seguito della minore domanda di gasolio, in parte compensata dalle maggiori vendite di jet-fuel.

IV Trim. 2024		(€ milioni)	I Trim.		
			2025	2024	var %
4.924	Ricavi della gestione caratteristica		4.757	5.214	(9)
136	EBITDA proforma adjusted		172	256	(33)
53	Utile operativo proforma adjusted		95	184	(48)
	di cui: società partecipate rilevanti		(15)	(3)	
(79)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		121	175	(31)
(9)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(19)	9	
141	Esclusione special item		8	3	
53	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		110	187	(41)
45	Utile (perdita) ante imposte adjusted		87	175	(50)
41	Utile (perdita) netto adjusted		65	126	(48)
21	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		149	235	(37)
(386)	Indebitamento netto		(1.038)	(110)	..
192	Investimenti tecnici		33	34	(3)

- Nel primo trimestre 2025, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €95 mln, in calo del 48% rispetto allo stesso periodo del 2024, come conseguenza principalmente del deterioramento dei margini dei biocarburanti a causa della pressione dovuta alla dinamica dei prezzi spot dell'HVO nell'Unione Europea. Tale trend è stato in parte compensato dai risultati positivi del marketing che hanno beneficiato della migliore performance del business retail.
- L'EBITDA proforma adjusted è pari a €172 mln, in calo del 33% rispetto al primo trimestre 2024 (€256 mln).

Sviluppi strategici

- A gennaio 2025, è stato avviato il primo impianto dedicato alla produzione di SAF nella Bioraffineria di Gela con una capacità di 400 mila tonnellate/anno.
- A marzo, Eni e Saipem hanno esteso l'accordo di collaborazione sottoscritto dalle due società nel novembre 2023 volto alla costruzione di nuove bioraffinerie, alla conversione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie e, più in generale, allo sviluppo di nuove iniziative da parte di Eni nell'ambito della trasformazione industriale.
- Ad aprile, Eni e KKR hanno dato esecuzione all'operazione prevista dall'accordo di investimento, annunciato lo scorso febbraio, per l'incremento della partecipazione di KKR in Enilive attraverso l'acquisto di azioni Enilive da Eni rappresentative del 5% del capitale sociale, per un corrispettivo di circa €601 mln. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive, comprendente l'acquisizione concordata del mese di ottobre 2024 del 25% di Enilive da parte di KKR con un incasso per Eni pari a circa €2,97 mld.

Plenitude

IV Trim. 2024			I Trim. 2025 2024 var %		
Plenitude					
128	PUN Index GME	€/MWh	138	92	50
10,0	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,0	10,1	(1)
1,73	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	2,39	2,56	(7)
4,62	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,90	4,64	6
4,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,1	3,0	37
1,2	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,2	1,1	9
21,3	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	21,5	19,6	10

- Al 31 marzo 2025, **clienti retail/business** leggermente superiori a 10 mln (gas ed energia elettrica), in linea rispetto al 31 dicembre 2024.
- Le **vendite retail e business di gas a clienti finali** pari a 2,39 mld di metri cubi nel primo trimestre 2025, sono in calo del 7% rispetto al periodo di confronto. La principale riduzione è stata registrata nel mercato domestico.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** pari a 4,90 TWh nel primo trimestre 2025 sono in aumento del 6% rispetto al primo trimestre del 2024, grazie ai maggiori volumi commercializzati in Italia e nel resto d'Europa.
- Al 31 marzo 2025, **la capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 4,1 GW, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Stati Uniti, Italia e Regno Unito, e alle acquisizioni negli Stati Uniti, Spagna e Germania.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,2 TWh nel primo trimestre 2025, in aumento del 9% rispetto al primo trimestre 2024, principalmente grazie allo start-up dei progetti organici e al positivo contributo degli asset in operation acquisiti.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 31 marzo 2025 sono pari a 21,5 mila unità, in aumento del 10% rispetto alle 19,6 mila unità al 31 marzo 2024, grazie allo sviluppo della rete.

IV Trim. 2024			I Trim. 2025 2024 var %		
(€ milioni)					
2.985	Ricavi della gestione caratteristica		3.718	3.336	11
205	EBITDA proforma adjusted		358	346	3
80	Utile operativo proforma adjusted		241	242	(0)
315	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		34	429	..
(232)	Esclusione special item		208	(183)	
83	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		242	246	(2)
83	Utile (perdita) ante imposte adjusted		229	236	(3)
54	Utile (perdita) netto adjusted		155	165	(6)
8	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		363	300	21
2.261	Indebitamento netto		2.792	2.695	4
216	Investimenti tecnici		144	172	(16)

- Nel primo trimestre 2025, **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €241 mln, in linea rispetto allo stesso periodo di confronto, per effetto dei solidi risultati del business retail e del ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi.

Il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €358 mln, in aumento del 3% rispetto al primo trimestre 2024.

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

Sviluppi strategici

- A gennaio, Plenitude ha completato l'installazione dell'impianto di Caparacena a Granada, Spagna da 150 MW. Inoltre, altri 250 MW di capacità fotovoltaica sono entrati in funzione negli impianti di Renopool, in Estremadura, e Guillena, in Andalusia. Grazie a questi progetti, Plenitude ha raggiunto circa 950 MW di capacità rinnovabile installata da fotovoltaico /eolico in Spagna.
- A gennaio, Plenitude, attraverso la sua controllata Eni New Energy US Inc. ha: (i) completato la costruzione dell'impianto di Guajillo in Texas, con una capacità totale di 200 MW, equipaggiato con batterie agli ioni di litio LFP (litio ferro fosfato); (ii) firmato un accordo con la Società EDP Renewables North America LLC per l'acquisizione del 49% di due impianti fotovoltaici già operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California (245 MW). L'accordo è stato concluso a marzo 2025.
- A marzo, perfezionato l'aumento della partecipazione di EIP nel capitale sociale di Plenitude, raggiungendo una quota complessiva pari al 10%. L'incremento della partecipazione di EIP è avvenuto attraverso un aumento di capitale di circa €209 mln che, tenuto conto di €588 mln versati a marzo 2024, porta l'investimento complessivo a circa €800 mln.
- A marzo, Plenitude ha avviato la costruzione di un nuovo impianto solare da 90 MW nella località di Fortuna, nella regione di Murcia, in Spagna. Il nuovo impianto si svilupperà su un'area di circa 120 ettari e con una produzione attesa di oltre 185.000 MWh/anno.
- Ad aprile Plenitude ha firmato con Autostrade per l'Italia un Power Purchase Agreement della durata di 10 anni per la vendita dell'intera produzione di un impianto eolico di proprietà di Plenitude situato in Basilicata (Italia). L'impianto ha una capacità pari a 16 MW e una produzione di energia elettrica stimata in circa 390 GWh sull'intero periodo.

Refining e Chimica

Produzioni e vendite

IV Trim. 2024			I Trim.		
			2025	2024	var %
Refining					
3,7	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	3,8	8,7	(56)
3,30	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,34	4,08	(18)
2,74	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,52	2,30	10
6,04	Totale lavorazioni in conto proprio		5,86	6,38	(8)
78	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	74	81	(9)
Chimica					
0,74	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,80	0,85	(7)
47	Tasso utilizzo impianti	%	54	57	(5)

Refining

- Nel primo trimestre 2025 il **marginale di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 3,8 \$/barile, rispetto a 8,7 \$/barile nel primo trimestre 2024, dovuto ai ridotti crack spreads dei prodotti, impattati negativamente dalla debole domanda, in particolare nei settori industriali e delle costruzioni, dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva delle altre aree geografiche.
- Nel primo trimestre 2025 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,34 mln di tonnellate, sono in riduzione del 18% rispetto al primo trimestre 2024, per effetto dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Livorno a seguito della ristrutturazione degli impianti e presso la raffineria di Sannazzaro. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in crescita del 10% rispetto al primo trimestre 2024.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel primo trimestre 2025 sono pari a 0,8 mln di tonnellate, in riduzione del 7% rispetto al periodo di confronto a seguito del calo della domanda e di fermate produttive.
- 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

IV Trim.		I Trim.		
2024	(€ milioni)	2025	2024	var %
4.686	Ricavi della gestione caratteristica	4.932	5.674	(13)
(275)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted	(334)	(53)	..
(44)	Refining	(91)	115	..
16	di cui: società partecipate rilevanti	9	72	(88)
(231)	Chimica	(243)	(168)	(45)
(600)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(459)	61	..
(159)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	31	(253)	
468	Esclusione special item	85	67	
(291)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(343)	(125)	..
(286)	Utile (perdita) ante imposte adjusted	(343)	(63)	..
(107)	Utile (perdita) netto adjusted	(310)	(37)	..
179	Investimenti tecnici	113	96	18

- Nel primo trimestre 2025, il business **Refining** ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €91 mln, in calo rispetto al primo trimestre 2024, a causa della contrazione dei margini e delle minori lavorazioni. Il risultato include il contributo di ADNOC R>.

La maggiore perdita operativa su base sequenziale è legata alla disottimizzazione generata dalla fermata dell'impianto di cracking catalitico (FCC) della raffineria di Sannazzaro, dalle attività di manutenzione presso la raffineria di Taranto e dal deterioramento dei differenziali dei greggi.

- Nel primo trimestre 2025, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €243 mln, in aumento del 45% rispetto al primo trimestre 2024. Tale risultato riflette un contesto di perdurante contrazione del settore chimico europeo, dovuto al rallentamento macroeconomico 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.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo “Special items” nella sezione Risultati di gruppo.

Sviluppi strategici

- A gennaio 2025, Versalis ha sottoscritto una partnership strategica con Lummus Technology, azienda specializzata nell’ambito di processi tecnologici e soluzioni innovative per l’energia, per il licensing di tecnologie nella catena del fenolo.
- A marzo, Versalis ha avviato il nuovo impianto di produzione di Porto Marghera dedicato alla produzione di plastiche, in tutto o in parte, da materie prime riciclate meccanicamente. Le produzioni ottenute dal nuovo impianto si inseriscono nella gamma Versalis Revive® dedicata ai prodotti da riciclo meccanico, e contengono dal 35% fino al 100% di plastiche riciclate post consumo.
- A marzo, Versalis ha chiuso definitivamente lo steam cracker presso lo stabilimento di Brindisi in linea con il piano di trasformazione dell’attività produttiva.

Risultati di sostenibilità e altri sviluppi

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

- A febbraio, Eni ha firmato accordi di collaborazione con aziende con sede negli Emirati Arabi Uniti per lo sviluppo di data center in Italia, alimentati da Eni con elettricità a gas con relativa cattura e stoccaggio delle emissioni di CO₂. Gli accordi riguardano anche la trasmissione di energia rinnovabile attraverso l’interconnessione transfrontaliera tra Albania e Italia e di minerali critici, consentendo a Eni di espandere la collaborazione con gli Emirati Arabi Uniti.
- A marzo, Eni ha firmato un accordo di collaborazione con l’Autorità per l’Energia Atomica del Regno Unito (UKAEA) per condurre congiuntamente attività di ricerca e sviluppo nel campo dell’energia da fusione. La collaborazione inizierà con la costruzione dell’UKAEA-Eni H3AT, il più grande e avanzato impianto al mondo per il ciclo del combustibile al trizio, vitale per le future centrali elettriche a fusione.

Risultati di Gruppo

IV Trim. 2024		I Trim.		
		2025	2024	var %
(€ milioni)				
23.488	Ricavi della gestione caratteristica	22.565	22.936	(2)
(373)	Utile (perdita) operativo	2.328	2.670	(13)
9	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(14)	(56)	75
2.058	Esclusione special item ^(a)	286	413	(31)
1.694	Utile (perdita) operativo adjusted	2.600	3.027	(14)
1.005	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	1.081	1.089	(1)
2.699	Utile operativo proforma adjusted	3.681	4.116	(11)
2.780	E&P	3.308	3.392	(2)
279	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power	473	353	34
133	Enilive e Plenitude	336	426	(21)
(275)	Refining e Chimica	(334)	(53)	..
(218)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	(102)	(2)	
1.925	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.749	3.126	(12)
904	Utile (perdita) netto adjusted	1.453	1.598	(9)
288	Utile (perdita) netto	1.195	1.237	(3)
230	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.172	1.211	(3)
3	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(10)	(41)	76
652	Esclusione special item ^(a)	250	412	(39)
885	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.412	1.582	(11)

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

- Nel primo trimestre 2025 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €3.681 mln, con una riduzione dell'11% rispetto al trimestre di confronto per effetto della continua flessione del contributo dei business downstream. Significativa la performance della E&P, della GGP e dei nostri satelliti relativi alla transizione, nonostante il deterioramento delle condizioni macroeconomiche.
- Nel primo trimestre 2025, l'**utile ante imposte adjusted** di €2.749 mln, in riduzione di €377 mln (-12%) rispetto al trimestre di confronto, riflette il trend dell'utile operativo adjusted e il minor contributo delle JV e associate valutate all'equity.
- L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.412 mln ha registrato un calo dell'11%, riflettendo la riduzione del 12% dell'utile ante imposte adjusted. Il tax rate adjusted di Gruppo si è attestato al 47,1% (48,9% nel primo trimestre 2024).c

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.		
2024	(€ milioni)	2025	2024	var. ass.
288	Utile (perdita) netto	1.195	1.237	(42)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
3.177	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.842	1.908	(66)
(35)	- plusvalenze nette su cessioni di attività		(19)	19
(182)	- dividendi, interessi e imposte	1.434	1.709	(275)
1.026	Variazione del capitale di esercizio	(984)	(1.865)	881
537	Dividendi incassati da partecipate	367	558	(191)
(1.272)	Imposte pagate	(1.172)	(1.336)	164
81	Interessi (pagati) incassati	(297)	(288)	(9)
3.620	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.385	1.904	481
(2.532)	Investimenti tecnici	(1.819)	(1.931)	112
(209)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(251)	(1.761)	1.510
1.102	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1	228	(227)
(192)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	100	81	19
1.789	Free cash flow	416	(1.479)	1.895
(666)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(200)	(131)	(69)
(674)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(1.007)	1.116	(2.123)
(272)	Rimborso di passività per beni in leasing	(375)	(309)	(66)
(1.666)	Flusso di cassa del capitale proprio	2.022	(578)	2.600
178	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	191	(39)	230
127	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(83)	16	(99)
(1.184)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	964	(1.404)	2.368
2.889	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.414	3.896	(482)
IV Trim.		I Trim.		
2024	(€ milioni)	2025	2024	var. ass.
1.789	Free cash flow	416	(1.479)	1.895
(272)	Rimborso di passività per beni in leasing	(375)	(309)	(66)
(149)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(787)	787
(428)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(413)	(130)	(283)
(1.666)	Flusso di cassa del capitale proprio	2.022	(578)	2.600
178	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	191	(39)	230
(548)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	1.841	(3.322)	5.163
272	Rimborsi lease liability	375	309	66
(1.599)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(123)	(387)	264
(1.875)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	2.093	(3.400)	5.493

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre 2025 pari a €2.385 mln, include €367 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy, Vår Energi e ADNOC R>. Nel trimestre, l'ammontare dei crediti commerciali ceduti pro-soluto nell'ambito degli accordi di factoring con istituzioni finanziarie è stato superiore di circa €500 mln rispetto alla manovra del quarto trimestre 2024.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €3.414 mln nel trimestre, 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, nonché altri item.

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:

IV Trim. 2024		(€ milioni)	I Trim. 2025	2024	var. ass.
3.620	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.385	1.904	481
(1.026)	Variazione del capitale di esercizio		984	1.865	(881)
(19)	Esclusione derivati su commodity		(25)	210	(235)
9	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(14)	(56)	42
2.584	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo		3.330	3.923	(593)
305	(Proventi) oneri straordinari		84	(27)	111
2.889	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		3.414	3.896	(482)

I **capex organici** di €1,9 mld nel trimestre registrano una riduzione del 5,3% rispetto al primo trimestre 2024. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante si ridetermina in circa €1,5 mld.

La manovra netta di portafoglio (**saldo cessioni/acquisizioni**) ammonta a un contributo positivo di circa €0,2 mld. Le acquisizioni 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 congruaggio post chiusura della business combination con Ithaca Energy Plc (€0,12 mld). I flussi del capitale proprio comprendono l'incasso di €2,97 mld per l'acquisto dell'interessenza minoritaria del 25% da parte del fondo KKR in Enilive, nonché €0,2 mld relativi all'incremento della partecipazione di EIP in Plenitude al 10%.

La riduzione dell'**indebitamento ante IFRS 16** nel trimestre pari a circa €1,8 mld è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €3,4 mld, e al flusso di cassa del capitale proprio (€3,2 mld) relativo all'acquisizione della quota del 25% da parte del fondo KKR in Enilive e alla seconda transazione del fondo EIP nel capitale sociale di Plenitude, al netto dei fabbisogni del circolante adjusted (circa €0,9 mld), agli investimenti di €1,8 mld, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €1,2 mld (€0,4 mld di acquisto azioni e €0,8 mld di pagamento dividendi relativi alla terza tranche del dividendo 2024), ai debiti verso fornitori per l'acquisto di beni capitali rilevati come finanziari in relazione alle dilazioni di pagamento concordate (€0,4 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,4 mld).

Il 20 febbraio 2025, si è concluso il programma di buyback di €2 mld con l'acquisto complessivo di 144 mln di azioni.

A gennaio 2025, Eni SpA ha emesso un nuovo bond ibrido perpetuo per rifinanziare il proprio prestito obbligazionario ibrido di €1,5 mld con prima call date ottobre 2025. Alla scadenza dei termini dell'offerta, l'ammontare accettato da parte di Eni per il riacquisto del bond ibrido è pari a €1,25 mld, ovvero circa l'83% dell'ammontare nominale.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2024	31 Mar. 2025	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.864	55.627	(4.237)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.822	5.284	(538)
Attività immateriali	6.434	6.448	14
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.595	1.600	5
Partecipazioni	15.545	15.247	(298)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.107	1.075	(32)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.364)	(1.351)	13
	89.003	83.930	(5.073)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.259	5.633	(626)
Crediti commerciali	12.562	12.661	99
Debiti commerciali	(15.170)	(14.070)	1.100
Attività (passività) tributarie nette	144	(931)	(1.075)
Fondi per rischi e oneri	(15.774)	(15.293)	481
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.292)	(745)	1.547
	(14.271)	(12.745)	1.526
Fondi per benefici ai dipendenti	(681)	(703)	(22)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	225	3.322	3.097
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.276	73.804	(472)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	52.785	53.551	766
Interessenze di terzi	2.863	3.718	855
Patrimonio netto	55.648	57.269	1.621
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	10.334	(1.841)
Passività per beni leasing	6.453	6.201	(252)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	16.535	(2.093)
COPERTURE	74.276	73.804	(472)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,22	0,18	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,33	0,29	
Gearing	0,25	0,22	

Al 31 marzo 2025 il **capitale immobilizzato** (€84 mld) è diminuito di €5 mld rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto della classificazione "Attività destinate alla vendita" di partecipazioni in asset operati del settore upstream in Costa d'Avorio e Congo a seguito dell'accordo di cessione firmato con Vitol, nonché dell'effetto negativo delle differenze cambio (al 31 marzo 2025, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,082 rispetto al cambio di 1,039 al 31 dicembre 2024, +4%) che hanno ridotto il valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari.

Il **patrimonio netto** (€57,3 mld) è aumentato di €1,6 mld rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto dell'utile netto del periodo (€1,2 mld), delle operazioni sul capitale relative a Enilive e Plenitude (per un ammontare pari a €3,2 mld), parzialmente compensati dalle differenze cambio negative (circa €2,1 mld) a causa del deprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro, e dalla remunerazione degli azionisti per €1,1 mld (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie).

Le **interessenze di terzi** di €3,7 mld al 31 marzo 2025 includono: i) la partecipazione di minoranza acquisita dal fondo di private equity KKR nel capitale sociale di Enilive nel trimestre (€0,7 mld) e l'incremento della partecipazione di minoranza del fondo EIP in Plenitude a €0,7 mld; ii) un bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una società del Gruppo nel 2024 (€1,8 mld) classificato nel patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di liquidità o altre attività finanziarie agli obbligazionisti.

L'**indebitamento finanziario netto**¹ ante lease liability al 31 marzo 2025 è pari a €10,3 mld, in riduzione di €1,8 mld rispetto al 31 dicembre 2024.

¹ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 25.

Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,18 al 31 marzo 2025. Su base proforma, il leverage si attesta al 12%, beneficiando dei prossimi incassi dalle cessioni di partecipazioni in progetti upstream a Vitol, l'ulteriore quota di Enilive a KKR finalizzata agli inizi di aprile, nonché di ulteriori transazioni in corso.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €286 mln con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €279 mln nel trimestre 2025 relativi principalmente a write-down di proprietà cedute il cui valore è stato allineato al fair value (€255 mln);
- **GGP e Power:** proventi netti di €310 mln 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 (€243 mln) e 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 (proventi di €36 mln). La riclassificazione del saldo positivo di €101 mln 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 €216 mln relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€208 mln).
- **Refining e Chimica:** oneri netti di €85 mln relativi principalmente al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€60 mln) e ad oneri ambientali di €15 mln.

² 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. 18 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo trimestre 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 primo trimestre 2025 e ai relativi comparative period (primo e quarto trimestre 2024). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 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 primo trimestre 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.

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 primo trimestre 2025 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Alternative performance indicators (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 ed 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.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

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.

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)

I 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	1.951	773	155	(459)	(278)	186	2.328
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(19)	31		(26)	(14)
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	(2)		16	15			29
svalutazioni (riprese di valore) nette	255		(1)	60	4		318
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset							
accantonamenti a fondo rischi							
oneri per incentivazione all'esodo	5		1	3	12		21
derivati su commodity	8	(243)	208	2			(25)
differenze e derivati su cambi	24	(101)	(1)	(3)			(81)
altro	(11)	34	(7)	8			24
Special item dell'utile (perdita) operativo	279	(310)	216	85	16		286
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.230	463	352	(343)	(262)	160	2.600
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.078	10	(16)	9			1.081
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.308	473	336	(334)	(262)	160	3.681
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(102)	(5)	(9)		(48)		(164)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(130)	3	(11)	(20)			(158)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(620)	(1)		11			(610)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	328	12	(27)				313
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.456	470	316	(343)	(310)	160	2.749
Imposte sul reddito (i)	(1.143)	(163)	(96)	33	119	(46)	(1.296)
Tax rate (%)							47,1
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.313	307	220	(310)	(191)	114	1.453
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							41
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.412
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.172
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(10)
Esclusione special item							250
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.412

(€ milioni)

I 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	2.328	(118)	604	61	(163)	(42)	2.670
Esclusione (utile) perdita di magazzino			9	(253)		188	(56)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	(3)		7	23			27
svalutazioni (riprese di valore) nette	18		2	43	5		68
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)						(1)
accantonamenti a fondo rischi							
oneri per incentivazione all'esodo	4			2	13		19
derivati su commodity	(30)	421	(183)	2			210
differenze e derivati su cambi	(15)	38		8			31
altro	99	(20)	(6)	(11)	(3)		59
Special item dell'utile (perdita) operativo	72	439	(180)	67	15		413
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.400	321	433	(125)	(148)	146	3.027
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	992	32	(7)	72			1.089
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.392	353	426	(53)	(148)	146	4.116
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(111)	(2)	(8)	(5)	(86)		(212)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(117)	4	(7)	(4)			(124)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(625)	(28)		(1)			(654)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	250	8	(14)	67			311
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.539	327	411	(63)	(234)	146	3.126
Imposte sul reddito (i)	(1.357)	(103)	(120)	26	69	(43)	(1.528)
Tax rate (%)							48,9
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.182	224	291	(37)	(165)	103	1.598
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							16
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.582
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.211
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(41)
Esclusione special item							412
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.582

(€ 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	(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
<i>di cui:</i>							
- 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

Analisi degli special item

IV Trim. 2024	(€ milioni)	I Trim. 2025	2024
410	Oneri ambientali (recupero costi da terzi)	29	27
1.257	Svalutazioni (riprese di valore) nette	318	68
140	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		
(35)	Plusvalenze nette su cessione di asset		(1)
28	Accantonamenti a fondo rischi		
25	Oneri per incentivazione all'esodo	21	19
(19)	Derivati su commodity	(25)	210
304	Differenze e derivati su cambi	(81)	31
(52)	Altro	24	59
2.058	Special item dell'utile (perdita) operativo	286	413
(280)	Oneri (proventi) finanziari	79	(30)
	di cui:		
(304)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	81	(31)
94	Oneri (proventi) su partecipazioni	(32)	74
(1.259)	Imposte sul reddito	(65)	(55)
613	Totale special item dell'utile (perdita) netto	268	402
	di competenza:		
652	- azionisti Eni	250	412
(39)	- interessenze di terzi	18	(10)

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

IV Trim. 2024	(€ milioni)	I Trim. 2025	2024	var %
1.796	Utile operativo adjusted E&P	2.230	2.400	(7)
984	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	1.078	992	9
2.780	Utile operativo proforma adjusted E&P	3.308	3.392	(2)
271	Utile operativo adjusted GGP e Power	463	321	44
8	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	10	32	(69)
279	Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	473	353	34
136	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude	352	433	(19)
(3)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	(16)	(7)	..
133	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude	336	426	(21)
(291)	Utile operativo adjusted Refining e Chimica	(343)	(125)	..
16	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	9	72	(88)
(275)	Utile operativo proforma adjusted Refining e Chimica	(334)	(53)	..
(250)	Utile operativo adjusted altri settori	(262)	(148)	(77)
32	Effetto eliminazione utili interni	160	146	10
2.699	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	3.681	4.116	(11)

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

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

2025		I Trim.			
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	2.328	(14)	367	(81)	2.600
Proventi/oneri finanziari	(249)		(2)	81	(170)
Proventi/oneri da partecipazioni	351		(32)		319
Imposte sul reddito	(1.235)	4	(65)		(1.296)
Utile netto	1.195	(10)	268		1.453
- Interessenze di terzi	23		18		41
Utile netto di competenza azionisti Eni	1.172	(10)	250		1.412

2024		I Trim.			
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	2.670	(56)	382	31	3.027
Proventi/oneri finanziari	(216)		1	(31)	(246)
Proventi/oneri da partecipazioni	271		74		345
Imposte sul reddito	(1.488)	15	(55)		(1.528)
Utile netto	1.237	(41)	402		1.598
- Interessenze di terzi	26		(10)		16
Utile netto di competenza azionisti Eni	1.211	(41)	412		1.582

2024		IV Trim.			
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	(373)	9	1.754	304	1.694
Proventi/oneri finanziari	65		24	(304)	(215)
Proventi/oneri da partecipazioni	352		94		446
Imposte sul reddito	244	(6)	(1.259)		(1.021)
Utile netto	288	3	613		904
- Interessenze di terzi	58		(39)		19
Utile netto di competenza azionisti Eni	230	3	652		885

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2024	(€ milioni)	2025	2024	var %
13.380	Exploration & Production	13.061	13.506	(3)
6.185	Global Gas & LNG Portfolio e Power	5.590	5.149	9
7.906	Enilive e Plenitude	8.473	8.545	(1)
4.686	Refining e Chimica	4.932	5.674	(13)
544	Corporate e altre attività	469	439	7
(9.213)	Elisioni di consolidamento	(9.960)	(10.377)	4
23.488		22.565	22.936	(2)

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2024	(€ milioni)	2025	2024	var %
19.833	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	17.760	17.361	2
94	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	92	51	80
783	Costo lavoro	870	839	4
25	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	21	19	11
20.710		18.722	18.251	3

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2024	(€ milioni)	2025	2024	var %
1.577	Exploration & Production	1.564	1.650	(5)
32	Global Gas & LNG Portfolio e Power	66	77	(14)
192	Enilive e Plenitude	175	164	7
75	- Enilive	70	66	6
117	- Plenitude	105	98	7
42	Refining e Chimica	38	40	(5)
37	Corporate e altre attività	38	35	9
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)	-
1.872	Ammortamenti	1.873	1.958	(4)
1.257	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	318	68	..
3.129	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.191	2.026	8
420	Radiazioni	(3)	33	..
3.549		2.188	2.059	6

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)						
I Trimestre 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	374	12	(34)	2	(8)	346
Altri proventi (oneri) netti	6	3	(34)	2	(4)	5
	380	15	(34)	2	(12)	351

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 Dic. 2024	31 Mar. 2025	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	30.348	29.557	(791)
- Debiti finanziari a breve termine	8.820	9.475	655
- Debiti finanziari a lungo termine	21.528	20.082	(1.446)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.183)	(9.147)	(964)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.797)	(7.039)	(242)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.193)	(3.037)	156
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	10.334	(1.841)
Passività per beni in leasing	6.453	6.201	(252)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	16.535	(2.093)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.648	57.269	1.621
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,22	0,18	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,33	0,29	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Mar. 2025	31 Dic. 2024
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.147	8.183
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	7.039	6.797
Altre attività finanziarie	559	1.085
Crediti commerciali e altri crediti	16.958	16.901
Rimanenze	5.633	6.259
Attività per imposte sul reddito	772	695
Altre attività	2.553	3.662
	42.661	43.582
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	55.627	59.864
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.284	5.822
Attività immateriali	6.448	6.434
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.600	1.595
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13.829	14.150
Altre partecipazioni	1.418	1.395
Altre attività finanziarie	3.553	3.215
Attività per imposte anticipate	6.086	6.322
Attività per imposte sul reddito	128	129
Altre attività	4.048	4.011
	98.021	102.937
Attività destinate alla vendita	3.775	420
TOTALE ATTIVITÀ	144.457	146.939
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.784	4.238
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.691	4.582
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.262	1.279
Debiti commerciali e altri debiti	20.680	22.092
Passività per imposte sul reddito	597	587
Altre passività	4.831	5.049
	36.845	37.827
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	20.128	21.570
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.939	5.174
Fondi per rischi e oneri	15.293	15.774
Fondi per benefici ai dipendenti	703	681
Passività per imposte differite	5.469	5.581
Passività per imposte sul reddito	38	40
Altre passività	3.320	4.449
	49.890	53.269
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	453	195
TOTALE PASSIVITÀ	87.188	91.291
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	36.120	32.552
Riserve per differenze cambio da conversione	6.076	8.081
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.513	8.406
Azioni proprie	(1.335)	(2.883)
Utile (perdita) netto	1.172	2.624
Totale patrimonio netto di Eni	53.551	52.785
Interessenze di terzi	3.718	2.863
TOTALE PATRIMONIO NETTO	57.269	55.648
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	144.457	146.939

CONTO ECONOMICO

IV Trim. 2024		I Trim. 2025 2024	
		(€ milioni)	
23.488	Ricavi della gestione caratteristica	22.565	22.936
484	Altri ricavi e proventi	399	233
23.972	Totale ricavi	22.964	23.169
(19.833)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(17.760)	(17.361)
(94)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(92)	(51)
(783)	Costo lavoro	(870)	(839)
(86)	Altri proventi (oneri) operativi	274	(189)
(1.872)	Ammortamenti	(1.873)	(1.958)
(1.257)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(318)	(68)
(420)	Radiazioni	3	(33)
(373)	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.328	2.670
3.235	Proventi finanziari	2.248	1.439
(3.491)	Oneri finanziari	(2.487)	(1.825)
69	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	57	127
252	Strumenti finanziari derivati	(67)	43
65	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(249)	(216)
75	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	346	261
277	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	5	10
352	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	351	271
44	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.430	2.725
244	Imposte sul reddito	(1.235)	(1.488)
288	Utile (perdita) netto	1.195	1.237
	di competenza:		
230	- azionisti Eni	1.172	1.211
58	- interessenze di terzi	23	26
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)		
0,06	- semplice	0,36	0,37
0,06	- diluito	0,36	0,37
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)		
3.115,9	- semplice	3.062,7	3.201,3
3.179,2	- diluito	3.126,0	3.264,6

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	I Trim.	
	2025	2024
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	1.195	1.237
Componenti non riclassificabili a conto economico	2	(5)
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	<i>2</i>	<i>(5)</i>
Componenti riclassificabili a conto economico	(1.686)	1.201
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>(2.089)</i>	<i>1.105</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>581</i>	<i>106</i>
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	<i>(11)</i>	<i>19</i>
<i>Effetto fiscale</i>	<i>(167)</i>	<i>(29)</i>
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.684)	1.196
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(489)	2.433
di competenza:		
- azionisti Eni	(426)	2.405
- interessenze di terzi	(63)	28

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024		53.644
Totale utile (perdita) complessivo	2.433	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(767)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(15)	
Operazione Plenitude - cessione EIP	588	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(39)	
Acquisto azioni proprie	(363)	
Imposte su cedole bond ibrido	11	
Opzione put su Plenitude	(387)	
Altre variazioni	4	
Totale variazioni		1.465
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2024		55.109
di competenza:		
- azionisti Eni		54.244
- interessenze di terzi		865
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025		55.648
Totale utile (perdita) complessivo	(489)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(764)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(9)	
Acquisto di azioni proprie	(360)	
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.500	
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.251)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(40)	
Costi emissione obbligazioni ibride perpetue	(20)	
Imposte su cedole e costi bond ibrido	14	
Operazione Plenitude - cessione EIP	209	
Opzione put su Plenitude	(139)	
Operazione Enilive - cessione KKR	2.968	
Altre variazioni	2	
Totale variazioni		1.621
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2025		57.269
di competenza:		
- azionisti Eni		53.551
- interessenze di terzi		3.718

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim.		I Trim.	
2024	(€ milioni)	2025	2024
288	Utile (perdita) netto	1.195	1.237
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
1.872	Ammortamenti	1.873	1.958
1.257	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	318	68
420	Radiazioni	(3)	33
(75)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(346)	(261)
(35)	Plusvalenze nette su cessioni di attività		(19)
(97)	Dividendi		(9)
(150)	Interessi attivi	(108)	(119)
309	Interessi passivi	307	349
(244)	Imposte sul reddito	1.235	1.488
(287)	Altre variazioni	(22)	77
1.026	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(984)	(1.865)
405	- rimanenze	439	16
(2.927)	- crediti commerciali	(213)	233
3.321	- debiti commerciali	(892)	(1.739)
271	- fondi per rischi e oneri	(163)	(117)
(44)	- altre attività e passività	(155)	(258)
(10)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	22	33
537	Dividendi incassati	367	558
217	Interessi incassati	65	100
(136)	Interessi pagati	(362)	(388)
(1.272)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.172)	(1.336)
3.620	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.385	1.904
(2.817)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.102)	(3.636)
(2.394)	- attività materiali	(1.686)	(1.820)
(138)	- attività immateriali	(133)	(111)
49	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(1.469)
(258)	- partecipazioni	(251)	(292)
(89)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(12)	(29)
13	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(20)	85
986	Flusso di cassa dei disinvestimenti	133	253
1.135	- attività materiali	1	210
2	- attività immateriali		
(104)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		
69	- partecipazioni		18
26	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	12	22
(142)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	120	3
(666)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(200)	(131)
(2.497)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.169)	(3.514)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2024	(€ milioni)	2025	2024
150	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.498	1.230
(1.130)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(2.818)	(1.335)
(272)	Rimborso di passività per beni in leasing	(375)	(309)
306	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	313	1.221
(794)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(765)	(767)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(13)	(15)
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi	709	588
4	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	2.468	
(876)	Acquisto di azioni proprie	(386)	(398)
229	Emissioni nette di obbligazioni ibride perpetue	231	
	Altri apporti	9	14
(51)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue	(40)	(39)
(2.434)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	831	190
127	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(83)	16
(1.184)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	964	(1.404)
9.367	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	8.183	10.205
8.183	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	9.147	8.801

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2024	(€ milioni)	2025	2024	var %
1.785	Exploration & Production	1.439	1.565	(8)
86	di cui: - ricerca esplorativa	87	178	(51)
1.671	- sviluppo di idrocarburi	1.345	1.381	(3)
43	Global Gas & LNG Portfolio e Power	12	15	(20)
5	- Global Gas & LNG Portfolio		1	..
38	- Power	12	14	(14)
408	Enilive e Plenitude	177	206	(14)
192	- Enilive	33	34	(3)
216	- Plenitude	144	172	(16)
179	Refining e Chimica	113	96	18
127	- Refining	74	56	32
52	- Chimica	39	40	(3)
123	Corporate e altre attività	100	56	79
(6)	Elisioni di consolidamento	(22)	(7)	..
2.532	Investimenti tecnici ^(a)	1.819	1.931	(6)

(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 (€426 mln e €272 mln nel I Trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, e €544 mln nel IV Trimestre 2024).

Nel primo trimestre 2025 gli investimenti di €1.819 mln (€1.931 mln nel primo trimestre 2024) evidenziano un decremento del 6% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & Production, gli investimenti sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.439 mln) in particolare negli Emirati Arabi Uniti, in Indonesia, Egitto, Congo, Libia, Australia, Costa d'Avorio e Italia;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€144 mln) sono relativi principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti nonché attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€33 mln) sono relativi ad interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa, all'attività di bioraffinazione, di biometano, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente legati l'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€74 mln) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€39 mln) su economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate e altre attività sono principalmente relativi alle attività di CCUS e ai progetti di agribusiness (€73 mln).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2024			I Trim.	
			2025	2024
66	Italia	(mgl di boe/giorno)	72	66
240	Resto d'Europa		238	269
599	Africa Settentrionale		527	603
307	Africa Sub-Sahariana		322	304
159	Kazakhstan		175	165
215	Resto dell'Asia		196	205
128	America		116	126
2	Australia e Oceania		1	3
1.716	Produzione di idrocarburi (a)(b)		1.647	1.741
435	- di cui società in Joint Venture e collegate		431	394
139	Produzione venduta (a)	(mln di boe)	133	142

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2024			I Trim.	
			2025	2024
27	Italia	(mgl di barili/giorno)	26	28
137	Resto d'Europa		140	143
179	Africa Settentrionale		170	183
172	Africa Sub-Sahariana		182	179
105	Kazakhstan		120	114
100	Resto dell'Asia		93	89
66	America		55	61
	Australia e Oceania			
786	Produzione di petrolio e condensati		786	797
234	- di cui società in Joint Venture e collegate		228	215

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2024			I Trim.	
			2025	2024
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	7	6
16	Resto d'Europa		15	19
62	Africa Settentrionale		53	62
20	Africa Sub-Sahariana		21	18
8	Kazakhstan		8	7
17	Resto dell'Asia		15	17
9	America		9	10
	Australia e Oceania			1
138	Produzione di gas naturale		128	140
30	- di cui società in Joint Venture e collegate		30	26

(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 (132 e 125 mila boe/giorno nel I Trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, e 163 mila boe/giorno nel IV Trimestre 2024).