



Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2025

- La solidità della nostra strategia e la capacità esecutiva hanno determinato gli eccellenti risultati del secondo trimestre '25, nonostante lo sfavorevole scenario prezzi e valutario. Eni rivede al rialzo le previsioni per l'intero '25 e conferma il piano di ritorni agli azionisti.
- La flessibilità e l'opzionalità del portafoglio e dei piani della Società hanno consentito di realizzare nel trimestre oltre €1 mld di iniziative di cassa per mitigare l'impatto dello scenario; incrementato il beneficio atteso per l'anno a €3 mld rispetto al precedente valore di €2 mld.
- Continui progressi nella creazione di valore dal modello satellitare Eni:
 - 20% di investimento del fondo ARES in Plenitude, per un valore d'impresa implicito di €12 mld.
 - Firmato accordo di esclusiva con GIP per costituire una JV per il business Eni della CCUS.
 - Ben indirizzata la finalizzazione entro l'anno della JV con Petronas per la costituzione di un operatore di rilevanza mondiale che valorizzerà le attività a gas dei due partner in Indonesia e Malesia.
- Sostanziali progressi con YPF per la finalizzazione degli accordi relativi al progetto Argentina LNG, della capacità di 12 mln di tonnellate/anno, nell'ambito della strategia Eni di espansione del business gas/GNL.
- Leverage proforma di Gruppo al 10%, minimo storico, grazie alle opzioni di portafoglio, alla disciplina nell'allocazione del capitale e alle iniziative di cassa.

San Donato Milanese, 25 luglio 2025 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del secondo trimestre e primo semestre 2025 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"La costante attenzione con la quale Eni continua ad attuare la propria strategia ha determinato gli eccellenti risultati del secondo trimestre '25. Nonostante uno scenario di mercato sfidante, il modello di business Eni conferma robustezza e flessibilità. La rigorosa disciplina finanziaria, un portafoglio sempre più solido e il contenuto prezzo di pareggio dei progetti sostengono il modello assicurando una strategia di crescita autofinanziata. Al tempo stesso, continuiamo a generare valore per gli azionisti, con la più forte struttura patrimoniale mai registrata. Nel trimestre abbiamo continuato a generare crescita e valore in tutti i nostri business. Nell'ambito dei satelliti della transizione, abbiamo definito i termini per un investimento del 20% da parte di Ares in Plenitude come pure per costituire una nuova entità congiunta con GIP che gestirà il nostro business della CCUS. Nell'upstream, prevediamo in linea con i tempi programmati di lanciare il nuovo satellite con Petronas, che sarà focalizzato sulla valorizzazione delle risorse gas dei due partner in Indonesia/Malesia. Inoltre, l'attesa decisione finale di investimento del progetto Argentina LNG rappresenta un passo significativo nell'espansione del nostro business del GNL. Infine, abbiamo identificato ulteriori iniziative di cassa che nel complesso ci consentiranno di generare circa €3 mld di contributo alla nostra posizione finanziaria.

La gestione industriale ha realizzato €2,7 mld di EBIT proforma adjusted, €1,13 mld di risultato netto adjusted e €2,8 mld di flusso di cassa operativo, superiore ai fabbisogni per gli investimenti di €2 mld. Nonostante l'evoluzione sfavorevole del cambio EUR/USD, abbiamo mantenuto un rapporto d'indebitamento proforma estremamente contenuto a 0,10, limite inferiore dell'intervallo da noi dichiarato. Guardando al futuro, riteniamo che la nostra solida posizione finanziaria, la strategia distintiva e differenziata e la capacità di rimanere flessibili e rapidi, continueranno a concorrere al nostro posizionamento ottimale per affrontare la volatilità di questa fase di mercato e per continuare ad assicurare competitivi ritorni ai nostri azionisti."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

I Trim. 2025			II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.647	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.668	1.712	(3)	1.658	1.726	(4)
4,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,5	3,1	45	4,5	3,1	45
3.681	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	2.681	4.107	(35)	6.362	8.223	(23)
2.600	società consolidate		1.889	3.185	(41)	4.489	6.212	(28)
1.081	società partecipate rilevanti ^(b)		792	922	(14)	1.873	2.011	(7)
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)							
3.308	E&P		2.422	3.591	(33)	5.730	6.983	(18)
473	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		387	356	9	860	709	21
336	Enilive e Plenitude		262	278	(6)	598	704	(15)
(334)	Refining e Chimica		(193)	(193)		(527)	(246)	(114)
(102)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(197)	75		(299)	73	
2.749	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		2.200	3.418	(36)	4.949	6.544	(24)
1.412	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		1.134	1.519	(25)	2.546	3.101	(18)
1.172	Utile (perdita) netto ^(c)		543	661	(18)	1.715	1.872	(8)
3.414	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		2.775	3.907	(29)	6.189	7.803	(21)
2.385	Flusso di cassa netto da attività operativa		3.517	4.571	(23)	5.902	6.475	(9)
1.885	Investimenti organici ^(d)		2.029	2.126	(5)	3.914	4.116	(5)
10.334	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		10.198	12.113	(16)	10.198	12.113	(16)
57.269	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		53.405	55.219	(3)	53.405	55.219	(3)
0,18	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,19	0,22		0,19	0,22	
0,12	Leverage proforma ^(e)		0,10			0,10		

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

(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 24.

(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

I vantaggi competitivi E&P basati sulle competenze e sulla capacità di gestione dei progetti alimentano la crescita futura

- Nel secondo trimestre '25 produzione di petrolio e gas in riduzione del 2,6% rispetto al trimestre '24 per effetto delle operazioni di portafoglio; tuttavia, in aumento dell'1,3% su base sequenziale, in controtendenza rispetto alla stagionalità, a conferma del trend di crescita previsto nel resto dell'anno.
- Attività esplorativa di Azule Energy (Eni 50%): ad aprile annunciata la scoperta a olio leggero di Capricornus 1-X, nell'offshore della Namibia; a luglio, la scoperta a gas di Gajajeira-01, nell'offshore dell'Angola.
- Concordati con Petronas i principali termini per la creazione di una JV paritetica, autofinanziata che combinerà i portafogli di asset a gas dei due partner in Indonesia e Malesia. La nuova entità di rilevanza mondiale sarà in grado di produrre 500 mila boe/giorno nel lungo termine e avrà accesso a un potenziale esplorativo a contenuto rischio di 50 TCF.
- Definito con YPF l'accordo per sviluppare il progetto Argentina LNG da 12 mln tonnellate/anno, valorizzando il gas del giacimento Vaca Muerta. Grazie a un approccio per fasi, si prevede di esportare fino a 30 mln tonnellate/anno dal 2030.
- Avviato a maggio il giacimento a gas Merakes East nel bacino di Kutei, nell'offshore dell'Indonesia, a soli due anni dalla FID. A giugno, Vår Energi (Eni 63%) ha avviato la produzione di Balder-X nel Mare del Nord.

Crescita dei business della transizione

- La capacità installata di energia rinnovabile ha raggiunto 4,5 GW, in crescita del 45% rispetto al semestre '24. Capacità di bio-raffinazione a 1,65 mln ton/anno, con 1 mln ton/anno in fase di sviluppo.
- A giugno Plenitude ha sottoposto un'offerta vincolante per l'acquisizione di Acea Energia che consentirebbe di aumentare la base clienti di oltre il 10%.

La ristrutturazione dei business meno competitivi prosegue, facendo leva sul nostro vantaggio tecnologico

- Completate da parte di Versalis le chiusure delle unità di cracking in perdita di Brindisi a marzo e di Priolo a luglio, in anticipo rispetto ai piani, avviando la successiva fase di riconversione alla manifattura di prodotti decarbonizzati.
- Avviati i lavori di costruzione presso l'hub di Livorno finalizzati alla conversione in bioraffineria.

Rilevante creazione di valore grazie agli investimenti di terzi nei nostri business della transizione

- Accordo con Ares per un investimento del 20% nel capitale sociale di Plenitude, trasferendo a Eni €2 mld di cassa, sulla base di un enterprise value del satellite di oltre €12 mld.
- Creazione di una società finanziariamente indipendente, in joint venture con GIP, per la gestione e il finanziamento dello sviluppo del business Eni della CCUS.
- Nel primo semestre '25 Eni ha incassato circa €3,8 mld derivanti da investimenti di terzi in Enilive e Plenitude.

Iniziative di portafoglio e di cassa per mitigare lo scenario con l'obiettivo di tutelare la leva, generare valore e assicurare sostenibili ritorni per gli azionisti

- Nel secondo trimestre '25 realizzate misure mitigative della cassa per oltre €1 mld al fine di attenuare il negativo andamento dei prezzi delle commodity e del cambio EUR/USD.
- Leverage proforma pari al 10% grazie alla valorizzazione dei satelliti della transizione, alla gestione del portafoglio e all'ottimizzazione dei costi.
- Nel secondo trimestre '25 distribuiti €0,76 mld di dividendi; avviato il programma di buy-back 2025 (€0,28 mld).

Eccellenti risultati sostenuti dalla solidità del modello di business, dalla disciplina finanziaria e dall'elevata qualità del portafoglio in grado di mitigare lo scenario

- Nel secondo trimestre '25 l'EBIT proforma adjusted di Gruppo di €2,68 mld è stato in grado di assorbire il negativo andamento dei prezzi delle commodity e del cambio EUR/USD con il sostegno di iniziative di efficienza, crescita dei volumi e miglioramenti di mix. Utile netto adjusted di Gruppo a €1,13 mld con un tax rate consolidato del 46,6%.
- Risultati di settore nel secondo trimestre '25:
 - E&P: EBIT proforma adjusted di €2,42 mld (-27% su base sequenziale, -33% rispetto al 2Q '24). Gli effetti positivi dovuti al crescente contributo dei progetti a contenuto breakeven e le iniziative di efficienza hanno attenuato lo scenario (prezzo Brent -20% e +5% cambio EUR/USD).
 - GGP e Power: EBIT proforma adjusted di €0,39 mld, in crescita del 9% vs. 2Q '24 grazie alla valorizzazione del portafoglio e ai benefici dovuti all'esito di rinegoziazioni e accordi contrattuali.
 - Enilive: EBIT proforma adjusted di €0,13 mld (€0,2 mld l'EBITDA), in linea rispetto al 2Q '24. I risultati positivi del marketing sono stati compensati dallo sfavorevole scenario bio. Plenitude: EBIT proforma adjusted di €0,13 mld (€0,3 mld l'EBITDA), in calo rispetto allo stesso trimestre del 2024.
 - Refining: risultato in sostanziale pareggio, in miglioramento sequenziale grazie al recupero dei margini dei prodotti e all'incremento del tasso di utilizzo degli impianti. Chimica: perdita di €0,18 mld a causa della prolungata recessione del settore europeo. Tuttavia, sono stati registrati dei miglioramenti dovuti ai primi effetti del piano di ristrutturazione.

- Il flusso di cassa operativo "CFFO adjusted"¹ di €2,78 mld ha assicurato la copertura degli investimenti lordi ottimizzati ad un livello pari a €2,03 mld (-5% rispetto al 2Q '24). Il conseguente free cash flow organico di €0,75 mld, sostenuto anche da diverse iniziative volte a liberare capitale circolante, e dai proventi della gestione del portafoglio di circa €0,6 mld, relativi al closing della seconda tranche dell'investimento di KKR in Enilive (ulteriore 5%), hanno finanziato €1 mld di remunerazione agli azionisti, inclusa la quarta rata del dividendo 2024 (€0,76 mld) e il riacquisto di azioni proprie (€0,28 mld nell'ambito del programma di buy back 2025). L'indebitamento finanziario netto è diminuito di circa €0,14 mld rispetto al 31 marzo 2025, attestandosi a €10,2 mld.

Outlook 2025

Nonostante l'effetto negativo dell'indebolimento sia dei prezzi delle materie prime sia del dollaro, il Gruppo rivede al rialzo le aspettative di generazione di cassa per il 2025 e conferma gli impegni di remunerazione degli azionisti.

In questo contesto:

- il CFFO adjusted di Gruppo è atteso in aumento a circa €11,5 mld allo scenario aggiornato², rappresentando un incremento di €0,5 mld rispetto alla previsione iniziale;
- le iniziative di cassa e le altre misure organiche sono attese generare fino a €3 mld di liquidità, in aumento rispetto alla previsione iniziale di €2 mld, al fine di mitigare gli effetti dello scenario;
- la proiezione ad anno intero dell'EBIT proforma adjusted di GGP è in aumento a circa €1 mld (dai precedenti €0,8 mld) grazie ai migliori esiti rispetto alle stime iniziali delle rinegoziazioni e degli accordi commerciali e alle ottimizzazioni di portafoglio.

Inoltre:

- Confermati gli investimenti lordi ad un valore inferiore a €8,5 mld, in riduzione rispetto alla previsione iniziale di circa €9 mld; gli investimenti netti sono attesi inferiori a €6 mld rispetto alla previsione iniziale di €6,5-7 mld;
- Confermata la previsione della produzione di petrolio e gas a 1,7 mln di boe/giorno, in linea con le assunzioni iniziali. Nel terzo trimestre la produzione è prevista nell'intervallo di 1,7 – 1,72 mln di boe/giorno.
- Confermato l'outlook per Enilive e Plenitude:
 - EBITDA proforma adjusted dell'anno previsto rispettivamente pari a circa €1 mld e superiore a €1,1 mld;
 - Capacità rinnovabile installata prevista a fine anno ad oltre 5,5 GW (Plenitude @100%); capacità di bio-raffinazione a 1,65 MTPA, alla quale si aggiunge 1 MTPA in costruzione.

Indice di solidità finanziaria atteso nell'intervallo indicato nel piano.

- Leverage a fine anno previsto tra 0,15 e 0,2 su base proforma.

Confermati i ritorni previsti per gli azionisti nel 2025, con un aumento del dividendo del 5% a €1,05 per azione e l'esecuzione di un programma di riacquisto azioni da almeno €1,5 mld.

- La messa in pagamento della prima tranche del dividendo 2025 pari a €0,26 per azione è prevista il 24 settembre 2025 (record date 23 settembre).

¹ Calcolato prima della variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo.

² L'outlook 2025 aggiornato nel secondo trimestre si basa sulle seguenti previsioni: prezzo del Brent a 70 \$/barile (65 \$/barile nell'outlook del Q1 '25), prezzo spot del gas TTF a 40 €/MWh, margine di raffinazione SERM a 4 \$/barile, tasso di cambio EUR/USD a 1,1.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim. 2025		II Trim. 2025 2024 var %			I Sem. 2025 2024 var %			
75,66	Brent dated	\$/barile	67,82	84,94	(20)	71,74	84,09	(15)
1,052	Cambio medio EUR/USD		1,134	1,077	5	1,093	1,081	1
1.647	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.668	1.712	(3)	1.658	1.726	(4)
786	Petrolio	mgl di barili/g	825	777	6	805	787	2
128	Gas naturale	mln di metri cubi/g	125	138	(9)	126	139	(9)
55,21	Prezzi medi di realizzo ^(a)	\$/boe	50,81	57,03	(11)	52,99	55,64	(5)
69,72	Petrolio	\$/barile	62,77	77,25	(19)	66,17	75,97	(13)
268	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	253	257	(2)	260	253	3

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel secondo trimestre 2025 la **produzione di idrocarburi** di 1,67 mln di boe/giorno (1,66 mln nel primo semestre 2025) ha registrato una riduzione del 3% rispetto al secondo trimestre 2024 (-4% nel semestre) dovuta principalmente alle operazioni di portafoglio del 2024 in Nigeria, Alaska e Congo. Al netto dei disinvestimenti, la produzione è sostanzialmente in linea grazie all'entrata a regime dei progetti organici in Costa d'Avorio, Congo, Messico e Italia, e all'avvio di Merakes Est nell'offshore dell'Indonesia mediante collegamento con la FSU di Jangkrik, che hanno compensato il declino dei giacimenti maturi. Su base sequenziale, la produzione di idrocarburi è aumentata dell'1,3%. Gli avvisi in Indonesia e Norvegia e l'entrata a regime dei progetti organici in Costa d'Avorio, Norvegia, Messico e Australia sono stati parzialmente compensati da minori nomine di gas in Kazakhstan, dalla fermata dell'impianto Angola LNG partecipato da Azule Energy e dal declino di giacimenti maturi.
- La **produzione di petrolio** è stata di 825 mila barili/giorno, in aumento del 6% rispetto al secondo trimestre 2024 (805 mila barili/giorno nel primo semestre 2025, in aumento del 2%). La crescita organica in Costa d'Avorio, a seguito dell'avvio della Fase 2 del progetto Baleine, e in Messico sono stati compensati dai disinvestimenti e dal declino di giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 125 mln di metri cubi/giorno, in riduzione del 9% rispetto al secondo trimestre 2024 (126 mln di metri cubi/giorno nel primo semestre 2025, in riduzione del 9%). 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) e Indonesia.

Risultati

I Trim. 2025		II Trim. 2025 2024 var %			I Sem. 2025 2024 var %			
5.406	Ricavi Upstream	(€ milioni)	4.701	6.312	(26)	10.107	11.934	(15)
3.308	Utile operativo proforma adjusted		2.422	3.591	(33)	5.730	6.983	(18)
1.078	di cui: società partecipate rilevanti		763	893	(15)	1.841	1.885	(2)
1.951	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.495	1.417	6	3.446	3.745	(8)
279	Esclusione special items		164	1.281		443	1.353	
2.230	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		1.659	2.698	(39)	3.889	5.098	(24)
2.456	Utile (perdita) ante imposte adjusted		1.957	2.937	(33)	4.413	5.476	(19)
46,5	tax rate (%)		45,9	55,0		46,2	54,3	
1.313	Utile (perdita) netto adjusted		1.059	1.323	(20)	2.372	2.505	(5)
44	Costi di ricerca esplorativa:		42	115	(63)	86	186	(54)
44	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		42	40	5	86	81	
	radiazione di pozzi di insuccesso			75	..		105	
1.439	Investimenti tecnici		1.336	1.320	1	2.775	2.885	(4)
I Trim. 2025		II Trim. 2025 2024 var %			I Sem. 2025 2024 var %			
1.078	Società partecipate rilevanti	(€ milioni)	763	893	(15)	1.841	1.885	(2)
597	di cui: Vår Energi		412	579	(29)	1.009	1.192	(15)
232	Azule		218	258	(16)	450	571	(21)
328	Utile netto adjusted		167	304	(45)	495	554	(11)
266	Dividendi		330	274	20	596	535	11
431	Produzione di idrocarburi	(mgl di boe/g)	432	391	10	432	392	10

- Nel secondo trimestre 2025 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €2.422 mln con una riduzione del 33% rispetto al secondo trimestre 2024, dovuta ai minori prezzi di realizzo in dollari dei liquidi che riflettono la riduzione del prezzo del benchmark Brent (-20%) e l'apprezzamento del cambio EUR/USD (+5%) che penalizza la conversione in euro delle controllate aventi il dollaro USA come moneta funzionale. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate da positivi effetti mix dovuti al crescente contributo dei progetti a maggiore redditività a seguito della razionalizzazione del portafoglio e alle iniziative di efficienza. Nel semestre '25, l'utile operativo proforma adjusted di €5.730 mln è diminuito del 18% rispetto al semestre '24 per gli stessi fenomeni evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.
- Nel secondo trimestre 2025 il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €1.059 mln (-20% rispetto al secondo trimestre 2024) al quale hanno contribuito i risultati delle JV e collegate, in particolare Vår Energi, Azule Energy ed Ithaca Energy. L'utile netto adjusted di €2.372 mln nel primo semestre 2025 evidenzia una riduzione del 5% rispetto al semestre '24.
- Nel secondo trimestre 2025 il tax rate si attesta a circa 46% (46% nel primo semestre 2025), evidenziando una riduzione di circa 9 punti percentuali rispetto al periodo di confronto del 2024 (circa 8 punti percentuali nel semestre) 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

- Nel 2025 abbiamo effettuato importanti scoperte near-field ad alto valore nel Regno Unito, attraverso Ithaca Energy (Eni 37,2%), in Norvegia, attraverso Vår Energi (Eni 63%) e in Costa d'Avorio. In aprile, la JV Azule Energy (Eni 50%) ha annunciato i risultati preliminari del pozzo Capricornus 1-X, nel bacino dell'Orange in Namibia, grazie a un test di produzione positivo che ha intercettato un intervallo mineralizzato a olio leggero. Gli studi di valutazione della scoperta proseguono. A luglio, Azule ha anche comunicato una scoperta con il primo pozzo a gas di Gajajeira-01 in Angola.
- A maggio, Eni ha avviato la produzione di gas del giacimento Merakes East nel blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore), nel bacino del Kutei, nell'offshore di Indonesia che contribuirà per circa 18.000 boe/g alla produzione Eni. A giugno, Vår Energi ha avviato la produzione del giacimento ad olio di Balder-X nell'offshore norvegese. La produzione è prevista raggiungere circa 80 mila boe/giorno nei prossimi 3-4 mesi.
- Maggio: avviata l'attività di workover presso il giacimento Sankofa East in Ghana, in prossimità della FPSO John Agyekum Kufuor, nell'ambito del più ampio piano di sviluppo del giacimento.
- Giugno: definito con YPF un accordo che fa seguito al Memorandum di Intesa dello scorso aprile, relativo al progetto Argentina LNG (ARLNG) per la definizione delle attività necessarie a traguardare la decisione finale di investimento del progetto che comprende le installazioni di produzione, di trattamento, di trasporto e di liquefazione del gas attraverso unità galleggianti, per una capacità totale di 12 mln di tonnellate/anno di GNL destinato ai mercati internazionali.
- Giugno: avviata in Congo la nuova piattaforma logistica Yasika, un'infrastruttura strategica all'interno del progetto Congo LNG. La piattaforma, realizzata per valorizzare il potenziale di gas della concessione Marine XII, sarà impiegata in ausilio delle due unità galleggianti di liquefazione: Tango FLNG (0,6 MTPA), entrata in produzione a dicembre 2023, e Nguya FLNG (2,4 MTPA), il cui avvio è previsto entro la fine del 2025.
- Giugno: Eni e Petronas hanno firmato l'accordo quadro per la creazione di una nuova Joint Venture che gestirà gli asset prevalentemente a gas dei due partner rispettivamente in Indonesia e Malesia attraverso una business combination di due portafogli molto complementari in grado di generare sinergie finanziarie ed operative. In linea con il modello satellitare Eni di costituire entità upstream geograficamente focalizzate ed autonome, la nuova JV sarà gestita come un'entità finanziariamente autosufficiente con l'obiettivo produttivo di 500 mila boe/giorno sostenibile nel medio termine e un potenziale esplorativo a contenuto rischio di 50 trilioni di piedi cubi.
- Luglio: Eni ha firmato con il partner Sonatrach un nuovo contratto per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'area di Zemoul El Kbar. Il contratto, della durata di 30 anni, riguarda un'area di circa 4.200 km² situata a circa 300 km a sud-est di Hassi Messaoud e comprende anche asset adiacenti precedentemente gestiti tramite contratti separati. L'accordo fa seguito alla recente assegnazione a Eni, in partnership con PTTEP, del blocco Reggane II, avvenuta nell'ambito della Gara Algeria 2024.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

I Trim. 2025			II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
48	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	38	33	15	43	31	38
47	TTF		35	32	12	41	30	39
1	Spread PSV vs. TTF		3	2	68	2	2	
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
5,95	Italia		4,49	4,95	(9)	10,44	12,64	(17)
5,21	Resto d'Europa		3,86	3,91	(1)	9,07	10,70	(15)
0,22	Importatori in Italia		0,28	0,37	(24)	0,50	0,79	(37)
4,99	Mercati europei		3,58	3,54	1	8,57	9,91	(14)
0,96	Resto del Mondo		0,66	0,52	27	1,62	1,49	9
12,12	Totale vendite gas ^(a)		9,01	9,38	(4)	21,13	24,83	(15)
2,8	Vendite di GNL		2,8	2,2	27	5,6	4,9	14
	Power							
5,41	Produzione termoelettrica	TWh	4,53	4,18	8	9,94	9,23	8

(a) Include vendite intercompany.

Global Gas & LNG Portfolio

- Nel secondo trimestre 2025 le **vendite di gas naturale** di 9,01 mld di metri cubi sono in diminuzione del 4% rispetto al periodo di confronto per effetto della riduzione dei volumi venduti nel settore grossisti. Le vendite nel mercato Europeo pari a 3,58 mld di metri cubi sono sostanzialmente in linea con il periodo di confronto (+1% rispetto al Q2 '24), a seguito delle maggiori vendite in Benelux, nella Penisola Iberica e nel Regno Unito, in parte compensate dalle minori vendite in Turchia e Germania. Nel primo semestre 2025, le vendite di gas naturale ammontano a 21,13 mld di metri cubi, in riduzione del 15% rispetto al primo semestre 2024, a causa dei minori volumi commercializzati in Italia (-17%, pari a -2,20 mld di metri cubi vs. primo semestre 2024) e nei mercati Europei, in particolare in Turchia (-14%, pari a -1,34 mld di metri cubi vs primo semestre 2024).

Power

- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 4,53 TWh nel secondo trimestre 2025, in aumento dell'8% rispetto al periodo di confronto per effetto del maggior tasso di utilizzo degli impianti per cogliere le opportunità di mercato (9,94 TWh nel primo semestre 2025, in aumento dell'8% per gli stessi driver del trimestre).

Risultati

I Trim. 2025		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
5.590	Ricavi della gestione caratteristica		3.444	3.315	4	9.034	8.464	7
473	Utile operativo proforma adjusted		387	356	9	860	709	21
310	GGP		321	334	(4)	631	659	(4)
10	di cui: società partecipate rilevanti		9	(9)	..	19	23	(17)
163	Power		66	22	..	229	50	..
773	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		585	(566)	..	1.358	(684)	..
(310)	Esclusione special item		(207)	931		(517)	1.370	
463	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		378	365	4	841	686	23
470	Utile (perdita) ante imposte adjusted		382	382		852	709	20
34,7	tax rate (%)		38,5	47,4		36,4	40,1	
307	Utile (perdita) netto adjusted		235	201	17	542	425	28
12	Investimenti tecnici		25	30	(17)	37	45	(18)

- Nel secondo trimestre 2025 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €321 mln in lieve riduzione rispetto al 2024, grazie alla continua valorizzazione dal portafoglio gas, nonché ai benefici connessi alle rinegoziazioni e accordi commerciali. Nel primo semestre '25 l'utile operativo proforma adjusted di €631 mln è diminuito del 4% rispetto al primo semestre '24.
- Nel secondo trimestre 2025, il business **Power** ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €66 mln, in aumento di €44 mln rispetto allo stesso periodo del 2024, per effetto di un provento una tantum dovuto a una rinegoziazione contrattuale. Nel primo semestre 2025, l'utile operativo proforma adjusted di €229 mln, evidenzia un aumento di €179 mln rispetto al primo semestre 2024.

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

Sviluppi strategici

- Luglio: firmato un accordo di lungo termine con Venture Global per la fornitura di 2 MTPA di gas naturale liquefatto (GNL) per 20 anni a partire dal 2030, previsto anno di avvio della Fase 1 di CP 2 LNG di proprietà di Venture Global. L'accordo è la prima fornitura a lungo termine di GNL da parte di Eni negli Stati Uniti e rappresenta uno sviluppo significativo nella strategia di Eni di espandere e diversificare la presenza nel GNL, migliorando la flessibilità del portafoglio al fine di raggiungere l'obiettivo di 20 MTPA di fornitura di GNL contrattualizzato entro il 2030.

Enilive e Plenitude

Enilive

I Trim. 2025			II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
Enilive								
702	Spread EU HVO UCO-based vs UCO	\$/ton	852	668	28	777	700	11
482	Spread US RD ^(a) UCO-based vs UCO		444	877	(49)	463	959	(52)
292	Lavorazioni bio	mgl ton	274	328	(16)	566	676	(16)
79	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	74	88	(16)	77	90	(14)
5,28	Totale vendite Enilive	mln ton	5,38	6,36	(15)	10,66	11,81	(10)
1,78	Vendite rete		1,97	1,90	4	3,75	3,68	2
1,25	di cui: Italia		1,40	1,34	4	2,65	2,60	2
2,88	Vendite extrarete		2,83	3,79	(25)	5,71	6,96	(18)
2,27	di cui: Italia		2,09	2,87	(27)	4,36	5,34	(18)
0,62	Altre vendite		0,58	0,67	(13)	1,20	1,17	3

(a) Renewable Diesel.

- Nel secondo trimestre 2025 i **volumi di lavorazione bio** pari a 0,27 mln di tonnellate sono in riduzione del 16% rispetto allo stesso periodo del 2024 e risentono principalmente dei minori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e Chalmette a seguito delle fermate per manutenzione. La produzione risulta in lieve calo su base sequenziale, principalmente a causa dell'attività di manutenzione opportunistica svolta a Gela. Nel primo semestre '25 le lavorazioni bio sono in riduzione del 16% rispetto al semestre '24, per gli stessi driver del trimestre.
- Nel secondo trimestre 2025 le **vendite rete** ammontano a 1,97 mln di tonnellate, (+4% rispetto al periodo di confronto), a seguito delle maggiori vendite in Italia, in particolare di benzine e diesel. Nel primo semestre 2025, le vendite rete ammontano a 3,75 milioni di tonnellate, +2% rispetto al semestre di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Nel secondo trimestre 2025 le **vendite extrarete in Italia** sono pari a 2,09 mln di tonnellate, -27% rispetto al 2024 a seguito della minore disponibilità di prodotto in specifiche aree geografiche. In riduzione anche su base semestrale con 4,36 milioni di tonnellate, -18% rispetto al semestre di confronto.

I Trim. 2025		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
4.757	Ricavi della gestione caratteristica		4.779	5.525	(14)	9.536	10.739	(11)
172	EBITDA proforma adjusted		209	208	0	381	464	(18)
95	Utile operativo proforma adjusted		129	129		224	313	(28)
(15)	di cui: società partecipate rilevanti		(9)	(11)	18	(24)	(14)	(71)
121	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		53	137	(61)	174	312	(44)
(19)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		61	(2)		42	7	
8	Esclusione special item		24	5		32	8	
110	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		138	140	(1)	248	327	(24)
87	Utile (perdita) ante imposte adjusted		126	125	1	213	300	(29)
65	Utile (perdita) netto adjusted		76	75	1	141	201	(30)
149	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		176	198	(11)	325	433	(25)
(1.038)	Indebitamento netto		(1.264)	(482)	..	(1.264)	(482)	..
33	Investimenti tecnici		68	90	(24)	101	124	(19)

- Nel secondo trimestre 2025, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €129 mln, sostanzialmente in linea rispetto allo stesso periodo del 2024 (€224 mln nel primo semestre '25 rispetto a €313 mln del primo semestre '24, -28%). La positiva performance del marketing conseguita grazie alla rete Eni di evolute stazioni di servizio è stata compensata dall'impatto dei minori margini dei biocarburanti penalizzati dall'oversupply con impatti negativi sui prezzi spot dell'HVO nell'Unione Europea.

- L'EBITDA proforma adjusted di €209 mln è in linea rispetto al secondo trimestre 2024 (€208 mln). Nel primo semestre '25 l'EBITDA proforma adjusted è stato di €381 mln, in calo del 18% rispetto ai €464 mln del primo semestre '24. Tuttavia, dal mese di giugno, gli spread della bioraffinazione in Europa hanno mostrato segni di ripresa, creando condizioni favorevoli per Enilive per capitalizzare il miglioramento dei margini nella seconda metà dell'anno, sostenuto da una domanda stagionale più elevata.

Plenitude

I Trim. 2025			II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
Plenitude								
138	PUN Index GME	€/MWh	102	95	7	120	93	28
10,0	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,0	10,1	(1)	10,0	10,1	(1)
2,39	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	0,68	0,73	(7)	3,07	3,29	(7)
4,90	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,09	4,14	(1)	8,99	8,78	2
4,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,5	3,1	45	4,5	3,1	45
1,2	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,5	1,2	23	2,7	2,3	17
21,5	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	21,8	20,4	7	21,8	20,4	7

- Al 30 giugno 2025, **clienti retail/business** leggermente superiori a 10 mln (gas ed energia elettrica), in linea rispetto al 30 giugno 2024.
- Le **vendite retail e business di gas a clienti finali** pari a 0,68 mld di metri cubi nel secondo trimestre 2025, sono in calo del 7% rispetto al periodo di confronto, principalmente a causa della riduzione dei clienti retail e della base clienti nel segmento business, in Italia e in Francia. Nel primo semestre 2025 le vendite ammontano a 3,07 mld di metri cubi in calo del 7% principalmente in Italia, a seguito della riduzione dei clienti e dei consumi medi.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** pari a 4,09 TWh nel secondo trimestre 2025 sono in riduzione dell'1% rispetto al secondo trimestre 2024, a seguito principalmente dei minori volumi commercializzati nel resto d'Europa. Nel semestre 2025, le vendite di 8,99 TWh beneficiano dell'incremento della base clienti nel segmento business in Italia.
- Al 30 giugno 2025, **la capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 4,5 GW, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Stati Uniti, Regno Unito e Italia, e alle acquisizioni negli Stati Uniti, Spagna e Germania.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,5 TWh nel secondo trimestre 2025, in aumento del 23% rispetto al secondo trimestre 2024 (2,7 TWh nel semestre '25, in aumento del 17% rispetto al semestre '24), principalmente grazie allo start-up dei progetti organici e al positivo contributo degli asset acquisiti.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 giugno 2025 sono pari a 21,8 mila unità, in aumento del 7% rispetto alle 20,4 mila unità al 30 giugno 2024, grazie allo sviluppo della rete.

I Trim. 2025		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
3.718	Ricavi della gestione caratteristica		1.885	1.871	1	5.603	5.207	8
358	EBITDA proforma adjusted		256	263	(3)	614	609	1
241	Utile operativo proforma adjusted		133	149	(11)	374	391	(4)
34	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		30	405	..	64	834	..
208	Esclusione special item		94	(252)		302	(435)	
242	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		124	153	(19)	366	399	(8)
229	Utile (perdita) ante imposte adjusted		107	128	(16)	336	364	(8)
155	Utile (perdita) netto adjusted		68	77	(12)	223	242	(8)
363	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		217	226	(4)	580	526	10
2.792	Indebitamento netto		2.061	1.981	4	2.061	1.981	4
144	Investimenti tecnici		196	309	(37)	340	481	(29)

- Nel secondo trimestre 2025, **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €133 mln, in riduzione dell'11% rispetto allo stesso periodo di confronto, per effetto dei minori risultati del business retail parzialmente compensati dal ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi (nel primo semestre '25 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €374 mln, in riduzione del 4% rispetto al periodo di confronto pari a €391 mln). Il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €256 mln, in calo del 3% rispetto al secondo trimestre 2024 (nel semestre €614 mln, +1% rispetto a €609 mln del periodo di confronto).

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

Sviluppi strategici

- Maggio: Plenitude e Marelli, azienda di componentistica per l'industria automobilistica, hanno definito un accordo per la realizzazione di tre impianti fotovoltaici e di una Comunità Energetica. Gli impianti saranno situati negli stabilimenti produttivi Marelli in Italia (Potenza, L'Aquila e Torino) con una capacità installata complessiva di 5,4 MW. Questa iniziativa conferma la strategia di Plenitude nel promuovere le Comunità Energetiche come strumento della transizione fondato sulla condivisione dell'energia da fonti rinnovabili in un contesto di prossimità tra chi utilizza e condivide l'energia e gli impianti che la producono.
- Giugno: Eni e i fondi Alternative Credit di Ares Management ("Ares"), affiliati del principale gestore globale di investimenti Ares Management Corporation (NYSE: ARES), hanno concordato i termini economici e di governance per la cessione di una partecipazione in Plenitude pari al 20% del capitale sociale per un controvalore di circa €2 mld sulla base di un equity value della Società di €10 mld, corrispondente a un enterprise value di oltre €12 mld. Il completamento dell'operazione è subordinato al rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.
- Giugno: Plenitude ha siglato un accordo con Modine, azienda specializzata in sistemi e componenti per la gestione termica, finalizzato alla realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico a Pocenìa (Udine). L'impianto, con una capacità installata di 1,585 MWp, genererà circa 1,8 GWh di elettricità all'anno.
- Giugno: Plenitude ha avviato la produzione del blocco nord dell'impianto fotovoltaico di Renopool nella regione dell'Estremadura in Spagna, per una capacità installata di 130 MW. Una volta operativo entro la fine del 2025, sarà il più grande parco solare realizzato dalla Società a livello globale costituito da sette impianti, con una capacità installata complessiva di 330 MW. Il blocco nord, attualmente connesso alla rete e costituito da tre impianti fotovoltaici è atteso produrre oltre 265 GWh all'anno.
- Luglio: Plenitude ha avviato la costruzione del nuovo progetto fotovoltaico da 200 MW di Entrenúcleos situato nella provincia di Siviglia, in Andalusia. La produzione di energia rinnovabile stimata del progetto supererà i 435 GWh all'anno.

Refining e Chimica

Produzioni e vendite

I Trim. 2025		II Trim. 2025			I Sem. 2025			
		2025	2024	var %	2025	2024	var %	
Refining								
3,8	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,8	6,4	(25)	4,3	7,6	(44)
3,34	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,73	3,09	21	7,07	7,17	(1)
2,52	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,65	2,73	(3)	5,17	5,03	3
5,86	Totale lavorazioni in conto proprio		6,38	5,82	10	12,24	12,20	0
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	84	74		79	78	
Chimica								
0,80	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,72	0,76	(5)	1,52	1,62	(6)
54	Tasso utilizzo impianti	%	47	46	2	51	52	(2)

Refining

- Nel secondo trimestre 2025 il **margin di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 4,8 \$/barile, rispetto a 6,4 \$/barile nel secondo 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 (4,3 \$/barile nel primo semestre 2025, in riduzione rispetto a 7,6 \$/barile nel primo semestre 2024, principalmente per effetto del trend registrato nel primo trimestre 2025).
- Nel secondo trimestre 2025 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,73 mln di tonnellate, sono in aumento del 21% rispetto al secondo trimestre 2024, per effetto dei maggiori volumi lavorati presso le raffinerie di Sannazzaro, Milazzo e Taranto, a seguito di minori fermate programmate, nonostante l'upset dell'impianto di Taranto avvenuto a maggio, il cui ripristino è atteso entro fine 2025. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono diminuite del 3% rispetto al secondo trimestre 2024 per effetto di minori volumi lavorati in Germania. Nel primo semestre 2025 le lavorazioni in Italia sono stabili, mentre nel resto del mondo evidenziano un aumento (+3%).

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel secondo trimestre 2025 sono pari a 0,72 mln di tonnellate, in riduzione del 5% rispetto al periodo di confronto a seguito del calo della domanda e di fermate produttive. Nel primo semestre '25 le vendite sono pari a 1,52 mln di tonnellate, -6% rispetto al semestre 2024.
- I margini sono rimasti deboli in tutti i settori. I prezzi riportati dalle materie prime non hanno recuperato i costi dei fattori produttivi energetici e delle materie prime, a causa del difficile contesto europeo, della debolezza dell'attività economica e delle pressioni competitive di operatori con strutture di costo migliori.

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2025	(€ milioni)	2025	2024	var %	2025	2024	var %
4.932	Ricavi della gestione caratteristica	4.533	5.517	(18)	9.465	11.191	(15)
(334)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted	(193)	(193)	-	(527)	(246)	..
(91)	Refining	(9)	29	..	(100)	144	..
9	di cui: società partecipate rilevanti	20	53	(62)	29	125	(77)
(243)	Chimica	(184)	(222)	17	(427)	(390)	(9)
(459)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(843)	(234)	..	(1.302)	(173)	..
31	Esclusione (utile) perdita di magazzino	396	28		427	(225)	
85	Esclusione special item	234	(40)		319	27	
(343)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(213)	(246)	13	(556)	(371)	(50)
(343)	Utile (perdita) ante imposte adjusted	(207)	(199)	(4)	(550)	(262)	..
(310)	Utile (perdita) netto adjusted	(197)	(147)	(34)	(507)	(184)	..
113	Investimenti tecnici	175	193	(9)	288	289	-

- Nel secondo trimestre 2025, il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R> ha raggiunto un risultato quasi in pareggio, in calo rispetto al risultato positivo del secondo trimestre 2024 a causa dei minori margini. Su base sequenziale, con la ripresa dello scenario in particolare a giugno, i risultati registrano un significativo miglioramento nonostante l'upset dell'impianto sopra menzionato. Nel primo semestre 2025, il business ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €100 mln, in calo rispetto al periodo di confronto per effetto di più deboli margini di raffinazione.
- Nel secondo trimestre 2025, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €184 mln, in diminuzione di €38 mln rispetto al secondo trimestre 2024 a seguito dei minori costi delle materie prime e dei primi benefici del piano di ristrutturazione. 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. Nel primo semestre 2025, la perdita proforma adjusted di €427 mln, in aumento rispetto alla perdita di €390 mln nel primo semestre 2024 riflette condizioni di mercato eccezionalmente avverse.

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

Sviluppi strategici

- Giugno: Versalis ha avviato presso lo stabilimento di Mantova, l'impianto dimostrativo della tecnologia Hoop®, per il riciclo chimico dei rifiuti in plastica mista. Grazie a questa tecnologia, complementare al riciclo meccanico, si possono trasformare i rifiuti di plastica mista in materia prima per la realizzazione di nuovi prodotti.

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:

- Aprile: Eni ha perfezionato la chiusura finanziaria degli accordi con il Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero (DESNZ) del Regno Unito relativi al progetto Liverpool Bay CCS, dove Eni è operatore delle attività di trasporto e stoccaggio (T&S) di CO₂ all'interno del Consorzio industriale Hynet. Con questo accordo il progetto Liverpool Bay CCS entra nella fase esecutiva di realizzazione, sbloccando investimenti chiave nella catena di approvvigionamento, la maggior parte dei quali a livello locale.
- Maggio: Eni Foundation ed Eni Natural Energies (ENE) Angola hanno firmato due Memorandum of Understanding (MoU) con il Ministero della Salute angolano. Il primo MoU riguarda una nuova iniziativa di assistenza sanitaria pediatrica incentrata sul rafforzamento dei servizi di terapia intensiva neonatale e pediatrica. Il secondo MoU riguarda lo sviluppo di un'interfaccia digitale per migliorare il coordinamento tra gli ospedali di Luanda. Entrambi i progetti mirano a migliorare la qualità dell'assistenza sanitaria e l'accessibilità per i pazienti in tutto il Paese.
- Maggio: Eni ha firmato un accordo per entrare in un periodo di trattativa esclusiva con Global Infrastructure Partners ("GIP"), investitore che fa parte del private equity BlackRock, con l'obiettivo di finalizzare il processo di due diligence e la redazione della documentazione relativa alla cessione di una partecipazione di controllo congiunto pari al 49,99% in Eni CCUS Holding, società che include e opera i progetti CCS di Hynet e Bacton nel Regno Unito, L10 in Olanda e che ha anche il diritto di acquisire, nel prossimo futuro, il progetto di Ravenna. In base all'accordo definitivo in corso di negoziazione, oltre all'acquisizione iniziale del 49,99% di partecipazione GIP prevede di contribuire agli investimenti nei progetti CCUS in corso.
- Giugno: Eni è stata confermata, per il diciannovesimo anno consecutivo, nell'indice di borsa FTSE4Good Developed con un punteggio tra le top 5 del settore.
- Giugno: Eni ha lanciato l'iniziativa "HPC Call4Innovators", in collaborazione con Advanced Micro Devices (AMD), Hewlett Packard Enterprise (HPE) e Consorzio CINECA, con il supporto di Plug and Play, in cui startup, PMI, istituzioni accademiche e centri di ricerca avranno accesso diretto alle risorse di supercalcolo di HPC6 per testare i propri modelli di calcolo e collaborare con gli esperti della Società, con l'obiettivo di accelerare in modo significativo lo sviluppo di tecnologie per la decarbonizzazione e promuovere metodologie computazionali innovative applicate alla transizione energetica.
- Giugno: Eni ha avviato il primo export di olio vegetale dalla Costa d'Avorio, prodotto a partire dai residui dell'albero della gomma, in linea con la strategia di decarbonizzazione dell'azienda e lo sviluppo sostenibile delle filiere agricole locali.
- Giugno: Eni ha inaugurato il primo impianto di estrazione di olio vegetale nella Repubblica del Congo presso la città di Loudima. L'impianto ha una capacità di 30 mila tonnellate/anno di olio vegetale e la produzione verrà destinata alle bioraffinerie Enilive, dove verrà trasformata in biocarburante utile per la decarbonizzazione dei trasporti, nell'ottica della strategia Eni di mobilità sostenibile.
- Giugno: Eni Next ha siglato con il Gruppo Azimut un accordo di collaborazione nell'ambito del quale Azimut lancerà un nuovo fondo di investimento a lungo termine europeo (ELTIF) di venture capital per cui si avvarrà anche della consulenza e delle competenze di Eni Next sugli sviluppi tecnologici nel settore energetico. Il fondo ELTIF, il cui avvio è previsto per settembre 2025, sosterrà gli investimenti nel settore energy tech.
- Luglio: Eni ha sottoscritto con Khazna Data Centers, leader globale nelle infrastrutture digitali hyperscale, un Head of Terms (HoT) per la costituzione di una Joint Venture finalizzata allo sviluppo di un "AI Data Center Campus" con capacità IT complessiva di 500 MW, nel sito di Ferrera Erbognone, in Lombardia. Il progetto si inquadra nella partnership strategica tra Italia ed Emirati Arabi Uniti avviata a febbraio 2025 che punta a raggiungere una capacità IT complessiva fino a 1 GW in Italia.

Risultati di Gruppo

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
22.565	Ricavi della gestione caratteristica	18.767	21.715	(14)	41.332	44.651	(7)
2.328	Utile (perdita) operativo	1.162	1.581	(27)	3.490	4.251	(18)
(14)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	372	50	..	358	(6)	..
286	Esclusione special item ^(a)	355	1.554	(77)	641	1.967	(67)
2.600	Utile (perdita) operativo adjusted	1.889	3.185	(41)	4.489	6.212	(28)
1.081	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	792	922	(14)	1.873	2.011	(7)
3.681	Utile operativo proforma adjusted	2.681	4.107	(35)	6.362	8.223	(23)
3.308	E&P	2.422	3.591	(33)	5.730	6.983	(18)
473	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power	387	356	9	860	709	21
336	Enilive e Plenitude	262	278	(6)	598	704	(15)
(334)	Refining e Chimica	(193)	(193)	-	(527)	(246)	..
(102)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	(197)	75		(299)	73	
2.749	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.200	3.418	(36)	4.949	6.544	(24)
1.453	Utile (perdita) netto adjusted	1.175	1.539	(24)	2.628	3.137	(16)
1.195	Utile (perdita) netto	561	695	(19)	1.756	1.932	(9)
1.172	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	543	661	(18)	1.715	1.872	(8)
(10)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	256	37	..	246	(4)	..
250	Esclusione special item ^(a)	335	821	(59)	585	1.233	(53)
1.412	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.134	1.519	(25)	2.546	3.101	(18)

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

- Nel secondo trimestre 2025 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €2.681 mln, con una riduzione del 35% rispetto al trimestre di confronto per effetto principalmente della flessione del 20% del prezzo del Brent e dell'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+5% rispetto al secondo trimestre 2024) che hanno influenzato il settore E&P, attenuati dal più favorevole mix produttivo dovuto al crescente contributo di barili a maggiore redditività e dall'efficienza nei costi. Gli altri settori hanno registrato una performance più o meno in linea con il trimestre dell'anno scorso. Il risultato del periodo comparativo include un provento derivante da un accordo sulla ripartizione dei costi ambientali con un'altra società italiana relativi ad attività di bonifica in siti industriali nei quali Eni era subentrato come successore alla prima. La performance del settore GGP e Power, in crescita del 9% rispetto al secondo trimestre 2024, è stata trainata dalla valorizzazione del portafoglio gas e dai benefici relativi a rinegoziazioni/accordi. Il business Refining ha conseguito un risultato di quasi pareggio (una perdita di soli €0,01 mld), mentre la Chimica ha registrato una perdita di €0,18 mld che riflette il perdurante contesto di debolezza dell'industria europea, evidenziando tuttavia un miglioramento rispetto ai trimestri di confronto per effetto degli iniziali benefici del piano di ristrutturazione in corso. La performance dei satelliti legati alla transizione Enilive/Plenitude è stata in linea con le aspettative del management. Nel primo semestre 2025 il Gruppo ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €6.362 mln, in calo del 23% rispetto al primo semestre 2024, per effetto degli stessi trend evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.
- Nel secondo trimestre 2025, l'**utile ante imposte adjusted** di €2.200 mln, in riduzione del 36% rispetto al trimestre di confronto, riflette il trend dell'utile operativo adjusted e il minor contributo delle JV e associate valutate all'equity. Nel primo semestre '25 il Gruppo ha conseguito un utile ante imposte adjusted di €4.949 mln, in calo del 24% rispetto al primo semestre '24.
- L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.134 mln ha registrato un calo del 25%, riflettendo la riduzione del 36% dell'utile ante imposte adjusted. Il tax rate adjusted di Gruppo si è attestato al 46,6% (55% nel secondo trimestre 2024) trainato da un migliore mix geografico dell'utile ante imposte nell'E&P, che riflette il maggior contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, anche a seguito della razionalizzazione del portafoglio. Nel primo semestre '25 l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è pari a €2.546 mln, in calo del 18% rispetto al primo semestre '24.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
1.195	Utile (perdita) netto	561	695	(134)	1.756	1.932	(176)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.842	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.716	2.991	(1.275)	3.558	4.899	(1.341)
	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(6)	(165)	159	(6)	(184)	178
1.434	- dividendi, interessi e imposte	950	1.456	(506)	2.384	3.165	(781)
(984)	Variazione del capitale di esercizio	1.176	827	349	192	(1.038)	1.230
367	Dividendi incassati da partecipate	512	546	(34)	879	1.104	(225)
(1.172)	Imposte pagate	(1.058)	(1.483)	425	(2.230)	(2.819)	589
(297)	Interessi (pagati) incassati	(334)	(296)	(38)	(631)	(584)	(47)
2.385	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.517	4.571	(1.054)	5.902	6.475	(573)
(1.819)	Investimenti tecnici	(1.954)	(2.021)	67	(3.773)	(3.952)	179
(251)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(100)	(547)	447	(351)	(2.308)	1.957
1	1 Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	83	399	(316)	84	627	(543)
100	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(275)	(33)	(242)	(175)	48	(223)
416	Free cash flow	1.271	2.369	(1.098)	1.687	890	797
(200)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	10	11	(1)	(190)	(120)	(70)
(1.007)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(317)	328	(645)	(1.324)	1.444	(2.768)
(375)	Rimborso di passività per beni in leasing	(300)	(362)	62	(675)	(671)	(4)
2.022	Flusso di cassa del capitale proprio	(458)	(908)	450	1.564	(1.486)	3.050
191	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(65)	(48)	(17)	126	(87)	213
(83)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(121)	29	(150)	(204)	45	(249)
964	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	20	1.419	(1.399)	984	15	969
3.414	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.775	3.907	(1.132)	6.189	7.803	(1.614)
I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
416	Free cash flow	1.271	2.369	(1.098)	1.687	890	797
(375)	Rimborso di passività per beni in leasing	(300)	(362)	62	(675)	(671)	(4)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite		309	(309)		(478)	478
(413)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(312)	(591)	279	(725)	(721)	(4)
2.022	Flusso di cassa del capitale proprio	(458)	(908)	450	1.564	(1.486)	3.050
191	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(65)	(48)	(17)	126	(87)	213
1.841	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	136	769	(633)	1.977	(2.553)	4.530
375	Rimborsi lease liability	300	362	(62)	675	671	4
(123)	Accensioni del periodo e altre variazioni	193	(289)	482	70	(676)	746
2.093	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	629	842	(213)	2.722	(2.558)	5.280

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2025 pari a €5.902 mln, include €879 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi. L'ammontare dei crediti commerciali ceduti pro-soluto nell'ambito degli accordi di factoring con istituzioni finanziarie è stato superiore di circa €0,4 mld rispetto alla manovra del quarto trimestre 2024, nell'ambito delle continue iniziative del Gruppo per l'ottimizzazione del fabbisogno di capitale circolante.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €6.189 mln nel primo semestre 2025 (€2.775 mln nel secondo trimestre 2025), al netto delle seguenti componenti: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza, gli oneri di decommissioning stanziati in relazione a piani industriali di riconversione di impianti non competitivi nello scenario di transizione o di smantellamento di attività in perdita.

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:

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
2.385	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.517	4.571	(1.054)	5.902	6.475	(573)
984	Variazione del capitale di esercizio	(1.176)	(827)	(349)	(192)	1.038	(1.230)
(25)	Esclusione derivati su commodity	(28)	377	(405)	(53)	104	(157)
(14)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	372	50	322	358	(6)	364
3.330	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	2.685	4.171	(1.486)	6.015	7.611	(1.596)
84	(Proventi) oneri straordinari	90	(264)	354	174	192	(18)
3.414	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.775	3.907	(1.132)	6.189	7.803	(1.614)

I **capex organici** di €3,9 mld nel primo semestre 2025 registrano una riduzione del 5% rispetto al semestre 2024 ed escludono la quota di capex che sarà rimborsata al closing delle dismissioni di attività in corso. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante ammonta in circa €2,3 mld.

La manovra netta di portafoglio (**saldo cessioni/acquisizioni**) evidenzia un esborso di circa €0,3 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 conguaglio post chiusura della business combination con Ithaca Energy Plc (€0,12 mld). I flussi del capitale proprio comprendono l'incasso di €3,6 mld per l'investimento del 30% da parte del fondo KKR in Enilive, nonché €0,2 mld relativi all'incremento della partecipazione del 2,4% di EIP in Plenitude.

La riduzione dell'**indebitamento ante IFRS 16** pari a circa €2 mld è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €6,2 mld, e al flusso di cassa del capitale proprio (€3,8 mld) relativo all'investimento del 30% da parte del fondo KKR in Enilive e alla seconda transazione del fondo EIP nel capitale sociale di Plenitude, ai capex organici di €3,9 mld, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €2,2 mld (€1,5 mld di pagamento dividendi e €0,7 mld relativi al riacquisto di azioni), al ripagamento dei debiti verso fornitori per l'acquisto di beni capitali rilevati come finanziari in relazione alle dilazioni di pagamento concordate (€0,8 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,8 mld) e altre variazioni (€0,2 mld).

Eni, a seguito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2025, ha avviato il programma 2025 di acquisto di azioni proprie, da realizzarsi entro la fine di aprile 2026 con un esborso di €1,5 mld. Tale ammontare potrà essere incrementato, sulla base di eventuali aumenti del flusso di cassa da attività operativa, fino ad un massimo complessivo di €3,5 mld. Alla data del 18 luglio 2025, sono state acquistate circa 32,2 mln di azioni con un esborso di €440 mln.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2024	30 Giu. 2025	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.864	52.910	(6.954)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.822	5.275	(547)
Attività immateriali	6.434	6.421	(13)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.595	1.379	(216)
Partecipazioni	15.545	14.224	(1.321)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.107	1.026	(81)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.364)	(1.209)	155
	89.003	80.026	(8.977)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.259	5.798	(461)
Crediti commerciali	12.562	9.562	(3.000)
Debiti commerciali	(15.170)	(12.378)	2.792
Attività (passività) tributarie nette	144	(313)	(457)
Fondi per rischi e oneri	(15.774)	(14.433)	1.341
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.292)	(803)	1.489
	(14.271)	(12.567)	1.704
Fondi per benefici ai dipendenti	(681)	(687)	(6)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	225	2.539	2.314
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.276	69.311	(4.965)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	52.785	49.738	(3.047)
Interessenze di terzi	2.863	3.667	804
Patrimonio netto	55.648	53.405	(2.243)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	10.198	(1.977)
Passività per beni leasing	6.453	5.708	(745)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	15.906	(2.722)
COPERTURE	74.276	69.311	(4.965)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,22	0,19	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,33	0,30	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,16	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,25	0,23	

Al 30 giugno 2025 il **capitale immobilizzato** (€80 mld) è diminuito di €9 mld rispetto al 31 dicembre 2024 a seguito dell'effetto negativo delle differenze cambio (al 30 giugno 2025, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,172 rispetto al cambio di 1,039 al 31 dicembre 2024, +13%) che hanno ridotto il valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari, nonché della classificazione "Attività destinate alla vendita" di partecipazioni in asset operati del settore upstream in Costa d'Avorio e Congo.

Il **patrimonio netto** (€53,4 mld) è diminuito di €2,2 mld rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto delle differenze cambio negative (circa €6 mld) a causa del deprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro, e della remunerazione degli azionisti per €2,2 mld (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'utile netto del periodo (€1,8 mld) e dalla rilevazione nelle riserve di utili della differenza positiva (circa €2,7 mld) tra il corrispettivo incassato per effetto dell'investimento del 30% del fondo KKR nella controllata Enilive e il valore contabile della corrispondente frazione di patrimonio netto ceduto che incrementa i non-controlling interest.

Le **interessenze di terzi** di €3,7 mld al 30 giugno 2025 includono: i) la partecipazione di minoranza acquisita dal socio KKR nel capitale sociale di Enilive nel semestre (€0,9 mld) e l'incremento della partecipazione di minoranza del fondo EIP in Plenitude a €0,7 mld; ii) il bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una controllata 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**³ ante lease liability al 30 giugno 2025 è pari a €10,2 mld, in riduzione di circa €2 mld rispetto al 31 dicembre 2024.

Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta al 19% al 30 giugno 2025. Su base proforma, il leverage si attesta al 10%, considerando le operazioni di cessione in corso, in particolare la proposta di investimento del 20% da parte del fondo di private equity Ares in Plenitude.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €641 mln e €355 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre 2025, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €443 mln nel primo semestre 2025 (oneri netti di €164 mln nel secondo trimestre 2025) relativi principalmente a write-down di proprietà in fase di dismissione il cui valore è stato allineato al fair value (circa €350 mln) nonché alla revisione delle riserve di un altro asset;
- **G&P e Power:** proventi netti di €517 mln nel primo semestre 2025 (€207 mln nel secondo trimestre 2025) rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (€342 mln e €99 mln rispettivamente nel primo semestre e nel secondo trimestre 2025). La riclassificazione del saldo negativo di €297 mln (€196 nel secondo trimestre 2025) si riferisce ai derivati utilizzati per la gestione dell'esposizione dei margini alle variazioni dei tassi di cambio delle valute estere e alle differenze di conversione dei debiti e dei crediti commerciali.
- **Enilive e Plenitude:** oneri netti per €334 mln (€118 mln nel secondo trimestre 2025) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€293 mln e €85 mln rispettivamente nel primo semestre e secondo trimestre 2025).
- **Refining e Chimica:** oneri netti di €319 mln (€234 mln nel secondo trimestre 2025) relativi principalmente al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€159 mln e €99 mln rispettivamente nel primo semestre e secondo trimestre 2025) e ad oneri ambientali di €117 mln (€102 mln nel secondo trimestre 2025).

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

⁴ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione Indicatori Alternativi di Performance alle pag. 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 secondo trimestre e al primo semestre 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 secondo trimestre e primo semestre 2025 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2024 e primo trimestre 2025). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 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 secondo trimestre 2025 e del primo semestre 2025 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2024 alla quale si rinvia. La relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2025 redatta ai sensi dell'art. 154-ter del TUF soggetta a limited review sarà pubblicata nella prima settimana d'agosto.

* * *

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 secondo trimestre e del primo semestre 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'accrion 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 rappresentative 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)

II 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	1.495	585	83	(843)	(261)	103	1.162
Esclusione (utile) perdita di magazzino			61	396		(85)	372
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)			6	102	55		163
svalutazioni (riprese di valore) nette	214		6	99	4		323
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)			(3)			(6)
accantonamenti a fondo rischi				16	1		17
oneri per incentivazione all'esodo	4			4	5		13
derivati su commodity	(27)	(99)	85	13			(28)
differenze e derivati su cambi	(9)	(196)		6	1		(198)
altro	(15)	88	21	(3)	(20)		71
Special item dell'utile (perdita) operativo	164	(207)	118	234	46		355
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.659	378	262	(213)	(215)	18	1.889
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	763	9		20			792
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.422	387	262	(193)	(215)	18	2.681
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	131	(4)	(12)	(5)	32		142
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(192)	2	(16)	(21)			(227)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(404)	(3)	(1)	12			(396)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	167	8	(17)	11			169
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	1.957	382	233	(207)	(183)	18	2.200
Imposte sul reddito (i)	(898)	(147)	(89)	10	103	(4)	(1.025)
Tax rate (%)							46,6
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.059	235	144	(197)	(80)	14	1.175
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							41
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.134
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							543
Esclusione (utile) perdita di magazzino							256
Esclusione special item							335
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.134

(€ milioni)

II Trimestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	EniIive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.417	(566)	542	(234)	400	22	1.581
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(2)	28		24	50
Esclusione special item:							
oneri ambientali	5		(3)	(134)	(385)		(517)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.297		9	121	8		1.435
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset			1	2	(1)		2
accantonamenti a fondo rischi	9				4		13
oneri per incentivazione all'esodo	5		2	5	4		16
derivati su commodity	(7)	659	(257)	(18)			377
differenze e derivati su cambi	2	69	(1)	1	2		73
altro	(30)	203	2	(17)	(3)		155
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.281	931	(247)	(40)	(371)		1.554
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.698	365	293	(246)	29	46	3.185
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	893	(9)	(15)	53			922
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.591	356	278	(193)	29	46	4.107
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(65)	(2)	(17)	10	(30)		(104)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(90)	6	(9)	(26)			(119)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(499)	22	1	10			(466)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	304	19	(23)	37			337
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.937	382	253	(199)	(1)	46	3.418
Imposte sul reddito (i)	(1.614)	(181)	(101)	52	(25)	(10)	(1.879)
Tax rate (%)							55,0
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.323	201	152	(147)	(26)	36	1.539
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.519
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							661
Esclusione (utile) perdita di magazzino							37
Esclusione special item							821
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.519

(€ milioni)

I semestre 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	3.446	1.358	238	(1.302)	(539)	289	3.490
Esclusione (utile) perdita di magazzino			42	427		(111)	358
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	(2)		22	117	55		192
svalutazioni (riprese di valore) nette	469		5	159	8		641
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)			(3)			(6)
accantonamenti a fondo rischi				16	1		17
oneri per incentivazione all'esodo	9		1	7	17		34
derivati su commodity	(19)	(342)	293	15			(53)
differenze e derivati su cambi	15	(297)	(1)	3	1		(279)
altro	(26)	122	14	5	(20)		95
Special item dell'utile (perdita) operativo	443	(517)	334	319	62		641
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	3.889	841	614	(556)	(477)	178	4.489
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.841	19	(16)	29			1.873
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	5.730	860	598	(527)	(477)	178	6.362
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	29	(9)	(21)	(5)	(16)		(22)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(322)	5	(27)	(41)			(385)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.024)	(4)	(1)	23			(1.006)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	495	20	(44)	11			482
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	4.413	852	549	(550)	(493)	178	4.949
Imposte sul reddito (i)	(2.041)	(310)	(185)	43	222	(50)	(2.321)
Tax rate (%)							46,9
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	2.372	542	364	(507)	(271)	128	2.628
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							82
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.546
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.715
Esclusione (utile) perdita di magazzino							246
Esclusione special item							585
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.546

(€ milioni)

I semestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	EniIve e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.745	(684)	1.146	(173)	237	(20)	4.251
Esclusione (utile) perdita di magazzino			7	(225)		212	(6)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	2		4	(111)	(385)		(490)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.315		11	164	13		1.503
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)		1	2	(1)		1
accantonamenti a fondo rischi	9				4		13
oneri per incentivazione all'esodo	9		2	7	17		35
derivati su commodity	(37)	1.080	(440)	(16)			587
differenze e derivati su cambi	(13)	107	(1)	9	2		104
altro	69	183	(4)	(28)	(6)		214
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.353	1.370	(427)	27	(356)		1.967
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	5.098	686	726	(371)	(119)	192	6.212
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.885	23	(22)	125			2.011
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	6.983	709	704	(246)	(119)	192	8.223
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(176)	(4)	(25)	5	(116)		(316)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(207)	10	(16)	(30)			(243)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.124)	(6)	1	9			(1.120)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	554	27	(37)	104			648
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	5.476	709	664	(262)	(235)	192	6.544
Imposte sul reddito (i)	(2.971)	(284)	(221)	78	44	(53)	(3.407)
Tax rate (%)							52,1
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	2.505	425	443	(184)	(191)	139	3.137
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							36
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.101
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.872
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(4)
Esclusione special item							1.233
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.101

(€ 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	(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

Analisi degli special item

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2025	2024	2025	2024
29	Oneri ambientali (recupero costi da terzi)	163	(517)	192	(490)
318	Svalutazioni (riprese di valore) nette	323	1.435	641	1.503
	Plusvalenze nette su cessione di asset	(6)	2	(6)	1
	Accantonamenti a fondo rischi	17	13	17	13
21	Oneri per incentivazione all'esodo	13	16	34	35
(25)	Derivati su commodity	(28)	377	(53)	587
(81)	Differenze e derivati su cambi	(198)	73	(279)	104
24	Altro	71	155	95	214
286	Special item dell'utile (perdita) operativo	355	1.554	641	1.967
79	Oneri (proventi) finanziari	190	(87)	269	(117)
	di cui:				
81	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	198	(73)	279	(104)
(32)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(122)	(171)	(154)	(97)
(65)	Imposte sul reddito	(75)	(489)	(140)	(544)
268	Totale special item dell'utile (perdita) netto	348	807	616	1.209
	di competenza:				
250	- azionisti Eni	335	821	585	1.233
18	- interessenze di terzi	13	(14)	31	(24)

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
2.230	Utile operativo adjusted E&P	1.659	2.698	(39)	3.889	5.098	(24)
1.078	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	763	893	(15)	1.841	1.885	(2)
3.308	Utile operativo proforma adjusted E&P	2.422	3.591	(33)	5.730	6.983	(18)
463	Utile operativo adjusted GGP e Power	378	365	4	841	686	23
10	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	9	(9)	..	19	23	(17)
473	Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	387	356	9	860	709	21
352	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude	262	293	(11)	614	726	(15)
(16)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		(15)	..	(16)	(22)	27
336	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude	262	278	(6)	598	704	(15)
(343)	Utile operativo adjusted Refining e Chimica	(213)	(246)	13	(556)	(371)	(50)
9	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	20	53	(62)	29	125	(77)
(334)	Utile operativo proforma adjusted Refining e Chimica	(193)	(193)	-	(527)	(246)	..
(262)	Utile operativo adjusted altri settori	(215)	29	..	(477)	(119)	..
160	Effetto eliminazione utili interni	18	46	(61)	178	192	(7)
3.681	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	2.681	4.107	(35)	6.362	8.223	(23)

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

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

II Trimestre					2025					I Sem.						
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)																
1.162	372	553	(198)	1.889	Utile operativo	3.490	358	920	(279)	4.489		3.490	358	920	(279)	4.489
(161)		(8)	198	29	Proventi/oneri finanziari	(410)		(10)	279	(141)		(410)		(10)	279	(141)
404		(122)		282	Proventi/oneri da partecipazioni	755		(154)		601		755		(154)		601
(844)	(106)	(75)		(1.025)	Imposte sul reddito	(2.079)	(102)	(140)		(2.321)		(2.079)	(102)	(140)		(2.321)
561	266	348		1.175	Utile netto	1.756	256	616		2.628		1.756	256	616		2.628
18	10	13		41	- Interessenze di terzi	41	10	31		82		41	10	31		82
543	256	335		1.134	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.715	246	585		2.546		1.715	246	585		2.546

II Trimestre					2024					I Sem.						
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)																
1.581	50	1.481	73	3.185	Utile operativo	4.251	(6)	1.863	104	6.212		4.251	(6)	1.863	104	6.212
(102)		(14)	(73)	(189)	Proventi/oneri finanziari	(318)		(13)	(104)	(435)		(318)		(13)	(104)	(435)
593		(171)		422	Proventi/oneri da partecipazioni	864		(97)		767		864		(97)		767
(1.377)	(13)	(489)		(1.879)	Imposte sul reddito	(2.865)	2	(544)		(3.407)		(2.865)	2	(544)		(3.407)
695	37	807		1.539	Utile netto	1.932	(4)	1.209		3.137		1.932	(4)	1.209		3.137
34		(14)		20	- Interessenze di terzi	60		(24)		36		60		(24)		36
661	37	821		1.519	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.872	(4)	1.233		3.101		1.872	(4)	1.233		3.101

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

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim. 2025		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
13.061	Exploration & Production		11.881	14.653	(19)	24.942	28.159	(11)
5.590	Global Gas & LNG Portfolio e Power		3.444	3.315	4	9.034	8.464	7
8.473	Enilive e Plenitude		6.662	7.391	(10)	15.135	15.936	(5)
4.932	Refining e Chimica		4.533	5.517	(18)	9.465	11.191	(15)
469	Corporate e altre attività		510	477	7	979	916	7
(9.960)	Elisioni di consolidamento		(8.263)	(9.638)	14	(18.223)	(20.015)	9
22.565			18.767	21.715	(14)	41.332	44.651	(7)

Costi operativi

I Trim. 2025		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
17.760	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		15.104	17.087	(12)	32.864	34.448	(5)
92	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		58	25	..	150	76	97
870	Costo lavoro		824	822	-	1.694	1.661	2
21	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro		13	16	(19)	34	35	(3)
18.722			15.986	17.934	(11)	34.708	36.185	(4)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim. 2025		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.564	Exploration & Production		1.501	1.607	(7)	3.065	3.257	(6)
66	Global Gas & LNG Portfolio e Power		66	75	(12)	132	152	(13)
175	Enilive e Plenitude		188	175	7	363	339	7
70	- Enilive		75	71	6	145	137	6
105	- Plenitude		113	104	9	218	202	8
38	Refining e Chimica		37	42	(12)	75	82	(9)
38	Corporate e altre attività		39	37	5	77	72	7
(8)	Effetto eliminazione utili interni		(8)	(8)	-	(16)	(16)	-
1.873	Ammortamenti		1.823	1.928	(5)	3.696	3.886	(5)
318	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		323	1.435	(77)	641	1.503	(57)
2.191	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		2.146	3.363	(36)	4.337	5.389	(20)
(3)	Radiazioni		(10)	70	..	(13)	103	..
2.188			2.136	3.433	(38)	4.324	5.492	(21)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I semestre 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	690	20	(48)	(7)	(6)	649
Dividendi	66		2		32	100
Altri proventi (oneri) netti	6	4	(46)	(7)	(4)	6
	762	24	(46)	(7)	22	755

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	30 Giu. 2025	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	30.348	29.105	(1.243)
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.820	9.305	485
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	21.528	19.800	(1.728)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.183)	(9.167)	(984)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.797)	(6.857)	(60)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.193)	(2.883)	310
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	10.198	(1.977)
Passività per beni in leasing	6.453	5.708	(745)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	15.906	(2.722)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.648	53.405	(2.243)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,22	0,19	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,33	0,30	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Giu. 2025	31 Dic. 2024
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.167	8.183
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.857	6.797
Altre attività finanziarie	572	1.085
Crediti commerciali e altri crediti	13.214	16.901
Rimanenze	5.798	6.259
Attività per imposte sul reddito	771	695
Altre attività	4.458	3.662
	40.837	43.582
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	52.910	59.864
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.275	5.822
Attività immateriali	6.421	6.434
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.379	1.595
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.864	14.150
Altre partecipazioni	1.360	1.395
Altre attività finanziarie	3.337	3.215
Attività per imposte anticipate	6.072	6.322
Attività per imposte sul reddito	124	129
Altre attività	2.734	4.011
	92.476	102.937
Attività destinate alla vendita	2.897	420
TOTALE ATTIVITÀ	136.210	146.939
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.545	4.238
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.760	4.582
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.123	1.279
Debiti commerciali e altri debiti	18.386	22.092
Passività per imposte sul reddito	416	587
Altre passività	5.268	5.049
	34.498	37.827
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	19.855	21.570
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.585	5.174
Fondi per rischi e oneri	14.433	15.774
Fondi per benefici ai dipendenti	687	681
Passività per imposte differite	5.212	5.581
Passività per imposte sul reddito	28	40
Altre passività	3.149	4.449
	47.949	53.269
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	358	195
TOTALE PASSIVITÀ	82.805	91.291
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	35.430	32.552
Riserve per differenze cambio da conversione	2.266	8.081
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.957	8.406
Azioni proprie	(1.635)	(2.883)
Utile (perdita) netto	1.715	2.624
Totale patrimonio netto di Eni	49.738	52.785
Interessenze di terzi	3.667	2.863
TOTALE PATRIMONIO NETTO	53.405	55.648
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	136.210	146.939

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2025	2024	2025	2024
22.565	Ricavi della gestione caratteristica	18.767	21.715	41.332	44.651
399	Altri ricavi e proventi	355	1.342	754	1.575
22.964	Totale ricavi	19.122	23.057	42.086	46.226
(17.760)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(15.104)	(17.087)	(32.864)	(34.448)
(92)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(58)	(25)	(150)	(76)
(870)	Costo lavoro	(824)	(822)	(1.694)	(1.661)
274	Altri proventi (oneri) operativi	162	(109)	436	(298)
(1.873)	Ammortamenti	(1.823)	(1.928)	(3.696)	(3.886)
(318)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(323)	(1.435)	(641)	(1.503)
3	Radiazioni	10	(70)	13	(103)
2.328	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.162	1.581	3.490	4.251
2.248	Proventi finanziari	3.113	1.391	5.361	2.830
(2.487)	Oneri finanziari	(3.325)	(1.610)	(5.812)	(3.435)
57	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	54	75	111	202
(67)	Strumenti finanziari derivati	(3)	42	(70)	85
(249)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(161)	(102)	(410)	(318)
346	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	303	350	649	611
5	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	101	243	106	253
351	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	404	593	755	864
2.430	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.405	2.072	3.835	4.797
(1.235)	Imposte sul reddito	(844)	(1.377)	(2.079)	(2.865)
1.195	Utile (perdita) netto	561	695	1.756	1.932
	di competenza:				
1.172	- azionisti Eni	543	661	1.715	1.872
23	- interessenze di terzi	18	34	41	60
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,36	- semplice	0,16	0,20	0,52	0,57
0,36	- diluito	0,16	0,19	0,52	0,56
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.062,7	- semplice	3.049,7	3.191,4	3.056,2	3.196,3
3.126,0	- diluito	3.112,3	3.254,4	3.118,8	3.259,3

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	II Trim.		I Sem.	
	2025	2024	2025	2024
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	561	695	1.756	1.932
Componenti non riclassificabili a conto economico	3	2	5	(3)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti		8		8
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1		1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	3	(6)	5	(11)
Effetto fiscale		(1)		(1)
Componenti riclassificabili a conto economico	(3.833)	408	(5.519)	1.609
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(3.974)	596	(6.063)	1.701
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	151	(170)	732	(64)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	35	(65)	24	(46)
Effetto fiscale	(45)	47	(212)	18
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(3.830)	410	(5.514)	1.606
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(3.269)	1.105	(3.758)	3.538
di competenza:				
- azionisti Eni	(3.123)	1.071	(3.549)	3.476
- interessenze di terzi	(146)	34	(209)	62

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024	53.644
Totale utile (perdita) complessivo	3.538
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.502)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)
Operazione Plenitude - cessione EIP	588
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Acquisto azioni proprie	(547)
Imposte su cedole bond ibrido	25
Opzione put su Plenitude	(387)
Altre variazioni	(3)
Totale variazioni	1.575
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2024	55.219
di competenza:	
- azionisti Eni	54.358
- interessenze di terzi	861
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025	55.648
Totale utile (perdita) complessivo	(3.758)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.528)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(63)
Acquisto di azioni proprie	(660)
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.500
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.251)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(105)
Imposte su cessione Enilive e Plenitude	(26)
Imposte su cedole e costi bond ibrido	10
Operazione Plenitude - cessione EIP	209
Opzione put su Plenitude	(139)
Operazione Enilive - cessione KKR	3.569
Altre variazioni	(1)
Totale variazioni	(2.243)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2025	53.405
di competenza:	
- azionisti Eni	49.738
- interessenze di terzi	3.667

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2025	2024	2025	2024
1.195	Utile (perdita) netto	561	695	1.756	1.932
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.873	Ammortamenti	1.823	1.928	3.696	3.886
318	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	323	1.435	641	1.503
(3)	Radiazioni	(10)	70	(13)	103
(346)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(303)	(350)	(649)	(611)
	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(6)	(165)	(6)	(184)
	Dividendi	(100)	(76)	(100)	(85)
(108)	Interessi attivi	(94)	(119)	(202)	(238)
307	Interessi passivi	300	274	607	623
1.235	Imposte sul reddito	844	1.377	2.079	2.865
(22)	Altre variazioni	(103)	(28)	(125)	49
(984)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.176	827	192	(1.038)
439	- rimanenze	(38)	(466)	401	(450)
(213)	- crediti commerciali	2.868	2.224	2.655	2.457
(892)	- debiti commerciali	(1.545)	(212)	(2.437)	(1.951)
(163)	- fondi per rischi e oneri	(276)	(184)	(439)	(301)
(155)	- altre attività e passività	167	(535)	12	(793)
22	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(14)	(64)	8	(31)
367	Dividendi incassati	512	546	879	1.104
65	Interessi incassati	52	70	117	170
(362)	Interessi pagati	(386)	(366)	(748)	(754)
(1.172)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.058)	(1.483)	(2.230)	(2.819)
2.385	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.517	4.571	5.902	6.475
(2.102)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.433)	(2.790)	(4.535)	(6.426)
(1.686)	- attività materiali	(2.021)	(1.901)	(3.707)	(3.721)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(3)		(3)
(133)	- attività immateriali	(125)	(120)	(258)	(231)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(373)		(1.842)
(251)	- partecipazioni	(100)	(174)	(351)	(466)
(12)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(23)	(20)	(35)	(49)
(20)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(164)	(199)	(184)	(114)
133	Flusso di cassa dei disinvestimenti	187	588	320	841
1	- attività materiali	65	3	66	213
	- attività immateriali		2		2
	- partecipazioni	18	394	18	412
12	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	4	(2)	16	20
120	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	100	191	220	194
(200)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	10	11	(190)	(120)
(2.169)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.236)	(2.191)	(4.405)	(5.705)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2025	2024	2025	2024
1.498	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	2.223	2.070	3.721	3.300
(2.818)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(1.985)	(1.253)	(4.803)	(2.588)
(375)	Rimborso di passività per beni in leasing	(300)	(362)	(675)	(671)
313	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(555)	(489)	(242)	732
(765)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(759)	(728)	(1.524)	(1.495)
(13)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(20)	(14)	(33)	(29)
709	Apporti netti di capitale da azionisti terzi		2	709	590
2.468	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	601		3.069	
(386)	Acquisto di azioni proprie	(280)	(168)	(666)	(566)
231	Emissioni nette di obbligazioni ibride perpetue			231	
9	Altri apporti			9	14
(40)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue	(65)	(48)	(105)	(87)
831	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.140)	(990)	(309)	(800)
(83)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(121)	29	(204)	45
964	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	20	1.419	984	15
8.183	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	9.147	8.801	8.183	10.205
9.147	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	9.167	10.220	9.167	10.220

Investimenti tecnici

I Trim. 2025	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.439	Exploration & Production	1.336	1.320	1	2.775	2.885	(4)
87	di cui: - ricerca esplorativa	79	102	(23)	166	280	(41)
1.345	- sviluppo di idrocarburi	1.241	1.208	3	2.586	2.589	-
12	Global Gas & LNG Portfolio e Power	25	30	(17)	37	45	(18)
	- Global Gas & LNG Portfolio	9	4	..	9	5	80
12	- Power	16	26	(38)	28	40	(30)
177	Enilive e Plenitude	264	399	(34)	441	605	(27)
33	- Enilive	68	90	(24)	101	124	(19)
144	- Plenitude	196	309	(37)	340	481	(29)
113	Refining e Chimica	175	193	(9)	288	289	-
74	- Refining	132	128	3	206	184	12
39	- Chimica	43	65	(34)	82	105	(22)
100	Corporate e altre attività	153	81	89	253	137	85
(22)	Elisioni di consolidamento	1	(2)	..	(21)	(9)	..
1.819	Investimenti tecnici (a)	1.954	2.021	(3)	3.773	3.952	(5)

(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 (€327 mln e €784 mln nel secondo trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, €753 mln e €1.056 mln nel primo semestre 2025 e nel primo semestre 2024, rispettivamente, e €426 mln nel primo trimestre 2025).

Nel primo semestre 2025 gli investimenti di €3.773 mln (€3.952 mln nel primo semestre 2024) evidenziano un decremento del 5% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & Production, gli investimenti (€2.775 mln) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare negli Emirati Arabi Uniti, in Indonesia, Libia, Egitto, Italia e Congo;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€340 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 (€101 mln) sono relativi principalmente all'attività di bioraffinazione e di commercializzazione in Italia e all'estero, ad interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente legati l'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€206 mln) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€82 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 (€182 mln).

Exploration & Production

I Trim. 2025			II Trim.		I Sem.	
			2025	2024	2025	2024
72	Italia	(mgl di boe/giorno)	65	64	69	65
238	Resto d'Europa		243	248	240	258
527	Africa Settentrionale		515	613	521	608
322	Africa Sub-Sahariana		336	300	329	302
175	Kazakhstan		161	156	168	160
196	Resto dell'Asia		208	197	203	201
116	America		132	131	124	129
1	Australia e Oceania		8	3	4	3
1.647	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.668	1.712	1.658	1.726
431	- di cui società in Joint Venture e collegate		432	391	432	392
133	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	136	146	269	288

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2025			II Trim.		I Sem.	
			2025	2024	2025	2024
26	Italia	(mgl di barili/giorno)	26	26	26	27
140	Resto d'Europa		150	135	145	139
170	Africa Settentrionale		173	183	171	182
182	Africa Sub-Sahariana		194	168	188	174
120	Kazakhstan		115	112	118	113
93	Resto dell'Asia		99	87	96	89
55	America		68	66	61	63
	Australia e Oceania					
786	Produzione di petrolio e condensati		825	777	805	787
228	- di cui società in Joint Venture e collegate		238	209	233	212

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2025			II Trim.		I Sem.	
			2025	2024	2025	2024
7	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6	6	6	6
15	Resto d'Europa		14	17	14	18
53	Africa Settentrionale		51	64	52	63
21	Africa Sub-Sahariana		21	19	21	19
8	Kazakhstan		7	6	7	7
15	Resto dell'Asia		16	16	16	16
9	America		9	10	9	10
-	Australia e Oceania		1	-	1	-
128	Produzione di gas naturale		125	138	126	139
30	- di cui società in Joint Venture e collegate		29	27	29	27

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

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (133 e 125 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, 132 e 125 mila boe/giorno nel primo semestre 2025 e 2024, rispettivamente e 132 mila boe/giorno nel primo trimestre 2025).

Performance di Sostenibilità

		I Sem. 2025	Anno 2024
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,48	0,67
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,5	21,2
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	8,3	16,0
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,0	0,1
Volumi di oil spill da sabotaggio (>1 barile)	(barili)	0,0	2.140
Volumi di oil spill operativi (>1 barile)		11	675
Acqua di formazione reiniettata	(%)	55	51

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

- TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) della forza lavoro: risulta in miglioramento con una significativa riduzione del numero degli eventi (34 vs 48 nel I semestre 2024). Nel periodo non sono occorsi eventi mortali o con conseguenza l'inabilità.
- Emissioni dirette di GHG: nel I semestre 2025 le emissioni GHG hanno mostrato un trend in linea con gli impegni di Eni nel percorso di decarbonizzazione, beneficiando anche degli effetti delle azioni di portafoglio nell'upstream.
- Volumi di oil spill operativi: risultano in calo e sono riconducibili a 3 eventi. Nel periodo non si sono verificati eventi di oil spill legati ad atti di sabotaggio.
- Acqua di formazione reiniettata upstream: in aumento rispetto al 2024 sia per l'aumento dei volumi di acqua reiniettati, principalmente in Turkmenistan e Messico, sia per i minori volumi complessivi di acqua di produzione generati nel periodo.