

Fact
Book
2025



La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

- 13 15** Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
- 7 12** e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
- 9** Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
- 5 10** Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
- 17** Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



Eni

Fact Book

2025

Eni in sintesi

Principali dati	4
Eni in borsa	6
Dati economico-finanziari	9
Dati infrannuali	20

Andamento operativo

Exploration & Production	28
Global Gas & LNG Portfolio e Power	57
Enilive e Plenitude	65
Refining e Chimica	77
Attività ambientali	88

Allegati

Risultati per settore di attività	92
Personale	98
Tabella di conversione dell'energia	99

Disclaimer

Il Fact Book Eni è un supplemento alla Relazione Finanziaria Annuale e fornisce informazioni finanziarie e operative integrative alla stessa. Il Fact Book 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: possibili evoluzioni dei conflitti tra Russia e Ucraina e in Medio Oriente, 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.



Eni in sintesi

Nel 2025, Eni ha conseguito importanti progressi nell'attuazione della propria strategia di trasformazione, che unisce la valorizzazione delle attività tradizionali allo sviluppo dei business della Transizione. Gli eccellenti risultati di E&P sono stati sostenuti dalla crescita delle produzioni e da costi contenuti. Parallelamente, Enilive e Plenitude hanno generato valore e crescita significativi, rafforzando la diversificazione del portafoglio e la solidità dei risultati di Gruppo. Questi progressi poggiano su solidi pilastri: crescita organica, diversificazione, integrazione verticale, sviluppo di nuove tecnologie e adozione di modelli di business innovativi. Il rafforzamento del portafoglio, unitamente all'applicazione di una rigorosa disciplina degli investimenti, ha contribuito ad accrescere la resilienza del Gruppo alla volatilità dello scenario, grazie a una solida struttura patrimoniale e a un ridotto livello di indebitamento che hanno consentito di incrementare la remunerazione degli azionisti. La crescita organica e profittevole rappresenta il centro della catena del valore sostenibile di Eni, trascinata dall'attività esplorativa al top del settore, dal know-how tecnologico nell'upstream, caratterizzata da un rapido time-to-market, e dalla capacità di cogliere e sviluppare nuove opportunità nell'ambito della transizione energetica. La strategia di crescita si fonda su un profilo di rischio-rendimento ben equilibrato, sostenuto dall'applicazione dei modelli distintivi di Eni di Dual Exploration e satellitare.



**CHIARA
STRATEGIA**
ORIENTATA ALLA CRESCITA
E ALLA RESILIENZA
LUNGO L'INTERO CICLO
ECONOMICO



**ESECUZIONE
DELLA
STRATEGIA E
MILESTONE**

2025: AVANZAMENTO
NELL'ATTUAZIONE
DELLA STRATEGIA



**RISULTATI
2025**



E&P UN MOTORE DI CRESCITA DISTINTIVO

Il portafoglio distintivo guidato dall'esplorazione supporta una pipeline di sviluppo ampia e diversificata, con un time-to-market al top dell'industria.

TRANSIZIONE CREAZIONE DI VALORE DIVERSIFICATO

Progressi delle piattaforme della transizione che generano crescita significativa e diversificazione attraverso modelli di business distintivi e autofinanziati.

TECNOLOGIA DIFFERENZIAMENTO E CREAZIONE DI NUOVE OPPORTUNITÀ

Leadership tecnologica a supporto della competitività di E&P e dello sviluppo di nuove opportunità nella CCS, nei sistemi di accumulo e nelle energie low carbon.

MODELLO FINANZIARIO SATELLITI E SOLIDITÀ FINANZIARIA

Modello satellitare che crea valore e attrae partner strategici, supportato da una solida disciplina finanziaria e da una struttura patrimoniale robusta.

GLOBAL NATURAL RESOURCES

- UPSTREAM**
- 4% crescita underlying della produzione, al limite superiore della guidance (6 start-ups e 4 FID rilevanti)
 - 900 mln boe di nuove risorse scoperte
 - 1,0 mld di barili di promozioni nette delle riserve certe, tasso di rimpiazzo organico del 167%, performance al top vs. peers
 - Accordi con YPF e XRG per il progetto Argentina LNG e la business combination in Indonesia e Malesia con PETRONAS
- GGP**
- 15 MTPA Volumi di GNL contrattualizzati
 - Nuovi contratti long-term di GNL con Venture Global, Gulf & Botas, e rinegoziazioni con esito positivo
- CCS**
- Finalizzato con GIP l'investimento in Eni CCUS Holding

TRANSITION & TRANSFORMATION

- PLENITUDE**
- Crescita della generazione da fonti rinnovabili, sempre più integrata con i clienti, pari a **5,8 GW** (+41% su base annua)
- ENILIVE**
- Avvio della costruzione delle bioraffinerie di Livorno, Corea del Sud e Malesia
 - Approvazione del progetto di Sannazzaro e partnership con Q8 per la bioraffineria di Priolo
- VERSALIS**
- Piano di trasformazione in corso, chiusura di Brindisi e Priolo in anticipo rispetto al piano
- ENI INDUSTRIAL EVOLUTION**
- Avvio di una nuova società a supporto della trasformazione

CORPORATE

RISULTATI ECCELLENTI

CAPEX NETTI INFERIORI ALLA GUIDANCE

AUMENTO BUY-BACK E DIVIDENDO

GEARING IN RIDUZIONE

- Generazione di cassa superiore alle aspettative
- €4,4 mld proforma
- €4,9 mld distribuiti (~40% payout). Unica nel peer group per incremento buy-back
- 15% rispetto al 18% a fine 2024, 14% su base proforma



PRODUZIONE

1,73 Mboe/g



CFFO ADJ DI GRUPPO

€12,5 mld

GGP
EBIT PROFORMA ADJ

>€1,0 mld



INIZIATIVE DI CASSA

€4 mld

ENILIVE
EBITDA PROFORMA
ADJ

€1,0 mld



CAPEX NETTI

€4,4 mld

PLENITUDE
EBITDA PROFORMA
ADJ

€1,1 mld

REMUNERAZIONE
DEGLI AZIONISTI€1,05 dividendo per azione
€1,8 mld buy-back



Principali dati

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		82.151	88.797	93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822
Utile (perdita) operativo		5.010	5.238	8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
<i>Esclusione special item</i>		2.589	4.676	4.986	3.440	(1.186)	3.855	2.388	1.161
<i>Eliminazione (utile) perdita di magazzino</i>		745	434	562	(564)	(1.491)	1.318	(223)	96
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		8.344	10.348	13.805	20.386	9.664	1.898	8.597	11.240
Utile (perdita) operativo proforma adjusted ^(a)		12.223	14.322	17.809	25.333	-	-	-	-
Utile (perdita) netto ^(b)		2.608	2.624	4.771	13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		4.989	5.257	8.322	13.301	4.330	(758)	2.876	4.583
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.330	13.092	15.119	17.460	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		8.647	8.485	9.215	8.056	5.234	4.644	8.376	9.119
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		52.787	55.648	53.644	55.230	44.519	37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 ^(a)		9.386	12.175	10.899	7.026	8.987	11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16 ^(a)		15.086	18.628	16.235	11.977	14.324	16.586	17.125	n.a.
Gearing ante lease liability ex IFRS 16 ^(a)	(%)	15	18	17	11	17	24	19	14
Gearing post lease liability ex IFRS 16 ^(a)	(%)	22	25	23	18	24	31	26	14
Capitale investito netto a fine periodo		67.873	74.276	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362
Roace Adjusted ^(a)	(%)	7,6	7,6	12,3	22,0	8,4	(0,6)	5,3	8,5

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

		2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	69,06	80,76	82,62	101,19	70,73	41,67	64,30	71,04
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,130	1,082	1,081	1,053	1,183	1,142	1,119	1,181
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€ barile)	61,12	74,64	76,43	96,09	59,80	36,49	57,44	60,15
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$ barile)	7,3	5,1	8,1	8,1	(0,9)	1,7	4,3	3,7
TTF ^(d)	(€/MWh)	36	34	41	121	46	9	13	23
PSV ^(d)		39	36	42	122	46	10	16	25

(a) Fonte: S&P Global Energy.

(b) Fonte: BCE.

(c) Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In €/MWh. Fonte: ICIS European Spot Gas Markets.



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

Clima		2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Net Scope 1+2 Upstream ^{(a)(c)}	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	4,7	6,8	9,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	14,5
Net Scope 1+2 Eni ^{(a)(c)}		21,4	23,8	26,7	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	35,8
Intensity Net Scope 1+2+3 ^{(b)(c)}	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	59,0	59,2	60,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	62,7
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(d)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	18,6	21,2	22,7	25,0	26,9	25,7	28,3	30,8
Emissioni indirette di GHG (Scope 2) ^(d)		0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6
Emissioni dirette di metano (Scope 1) ^(d)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	14,8	16,0	16,6	26,4	29,6	33,5	36,1	69,1

Salute, Sicurezza e Ambiente ^(e)		2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,55	0,70	0,57	0,51	0,49	0,48	0,42	0,40
<i>di cui: dipendenti</i>		0,60	0,73	0,66	0,41	0,55	0,51	0,27	0,41
<i>contrattisti</i>		0,51	0,68	0,52	0,56	0,46	0,46	0,47	0,40
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	217	2.815	12.719	5.628	4.361	5.641	6.665	5.819
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		0	2.140	5.094	5.253	3.053	4.861	6.245	3.602
<i>operativi</i>		217	675	7.625	375	1.308	780	420	2.217
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	114	127	109	101	113	107	122	112
Acqua di produzione reiniettata	(%)	56	51	42	43	46	40	45	46

Innovazione		2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Spesa in R&S	(€ milioni)	207	178	166	164	177	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	42	39	28	23	30	25	34	43

Dipendenti		2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia	(numero)	22.006	22.100	21.749	20.878	21.035	21.575	21.488	21.002
Estero		10.343	10.392	11.393	11.310	11.654	9.920	10.565	40.699
Totale Gruppo		32.349	32.492	33.142	32.188	32.689	31.495	32.053	61.701
<i>di cui: Dirigenti</i>		896	945	960	966	986	982	1.037	1.025
<i>Quadri</i>		9.460	9.346	9.349	9.133	9.196	9.245	9.461	9.227
<i>Impiegati</i>		16.357	16.476	16.557	15.903	15.970	16.285	16.403	16.208
<i>Operai</i>		5.636	5.725	6.276	6.186	6.537	4.983	5.152	5.241

(a) Indicatori calcolati su perimetro consolidato. I dati 2024 e 2023 sono coerentemente esposti.

(b) L'indicatore include le emissioni Scope 1+2 (perimetro consolidato) e le emissioni Scope 3 da utilizzo di prodotti venduti (Cat.11), stimate sulla base della produzione upstream in quota equity Eni. I dati 2024 e 2023 sono coerentemente esposti.

(c) Indicatori esposti nella Rendicontazione di Sostenibilità dal 2025; i dati relativi al periodo 2019-2022 non sono disponibili. Il dato 2018 è presentato esclusivamente in qualità di anno base per la calibrazione dei target associati a tali indicatori.

(d) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.

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



ENI IN BORSA

DATI PER AZIONE

		2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}	(€)	0,78	0,78	1,40	3,95	1,60	(2,42)	0,04	1,15
Dividendo di competenza		1,05	1,00	0,94	0,88	0,86	0,36	0,86	0,83
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)	(€ milioni)	3.176	3.094	3.034	2.972	3.055	1.286	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		3.080	3.068	3.046	3.009	2.358	1.965	3.018	2.954
Cash flow ^(a)	(€)	4,41	4,13	4,58	5,01	3,61	1,35	3,45	3,79
Dividend yield ^(d)	(%)	6,56	7,6	6,2	6,5	7,1	4,2	6,3	5,9
Utile (perdita) netto per ADR ^{(a)(b)(e)}	(\$)	1,76	1,69	3,03	8,32	3,78	(5,53)	0,09	2,72
Dividendo per ADR ^(e)		2,42	2,16	2,02	1,84	1,92	0,86	1,89	1,89
Cash flow per ADR ^{(a)(e)}	(%)	9,97	8,94	9,90	10,55	8,54	3,08	7,72	8,95
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}		6,6	7,6	6,2	6,5	7,1	4,2	6,3	5,9
Numero di azioni in circolazione a fine periodo ^(f)	(milioni)	2.957,7	3.081,4	3.218,8	3.345,4	3.539,8	3.572,5	3.572,5	3.601,1
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f)		3.024,8	3.167,0	3.303,8	3.483,6	3.566,0	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Total Share Return (TSR)	(%)	32	(9)	23	16	52	(34)	7	5

(a) Interamente diluito. Calcolato sul numero medio delle azioni Eni in circolazione durante l'esercizio. Lammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2025 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

(e) Un ADR rappresenta 2 azioni. I dati di utile e cash flow in USD sono convertiti ai cambi medi. I dati sui dividendi in USD sono convertiti al cambio di pagamento.

(f) Calcolato con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

INFORMAZIONI RIGUARDANTI LE AZIONI

		2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Prezzo per azione - Borsa di Milano									
Massimo	(€)	16,53	15,73	15,70	14,53	12,75	14,32	15,94	16,76
Minimo		11,23	12,70	12,16	10,64	8,20	5,89	13,04	13,33
Medio		14,36	14,34	14,06	12,81	10,56	8,96	14,36	15,25
Fine periodo		16,14	13,09	15,35	13,29	12,22	8,55	13,85	13,75
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange									
Massimo	(\$)	38,27	34,12	34,19	32,49	29,70	32,12	36,17	40,09
Minimo		25,19	26,32	25,80	20,44	19,97	13,71	28,84	30,00
Medio		32,60	31,00	30,42	27,04	24,98	20,28	32,12	35,98
Fine periodo		37,94	27,36	34,01	28,66	27,65	20,60	30,92	31,50
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	11,59	10,63	11,44	14,56	17,03	20,40	11,41	12,99
Controvalore	(€ milioni)	164	152	160	187	179	178	164	197
Numero azioni in circolazione nell'esercizio ^(b)	(mln di azioni)	2.957,7	3.167,0	3.303,8	3.483,6	3.566,0	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Capitalizzazioni di borsa^(c)									
EUR	(mld)	47,7	40,4	49,6	47,5	44,1	31,1	50,3	50,0
US \$		56,1	41,9	54,8	50,7	49,9	38,2	56,5	57,3

(a) Il rapporto di conversione tra ADR e azioni ordinarie è 1 ADR per 2 azioni ordinarie Eni.

(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione a fine periodo per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

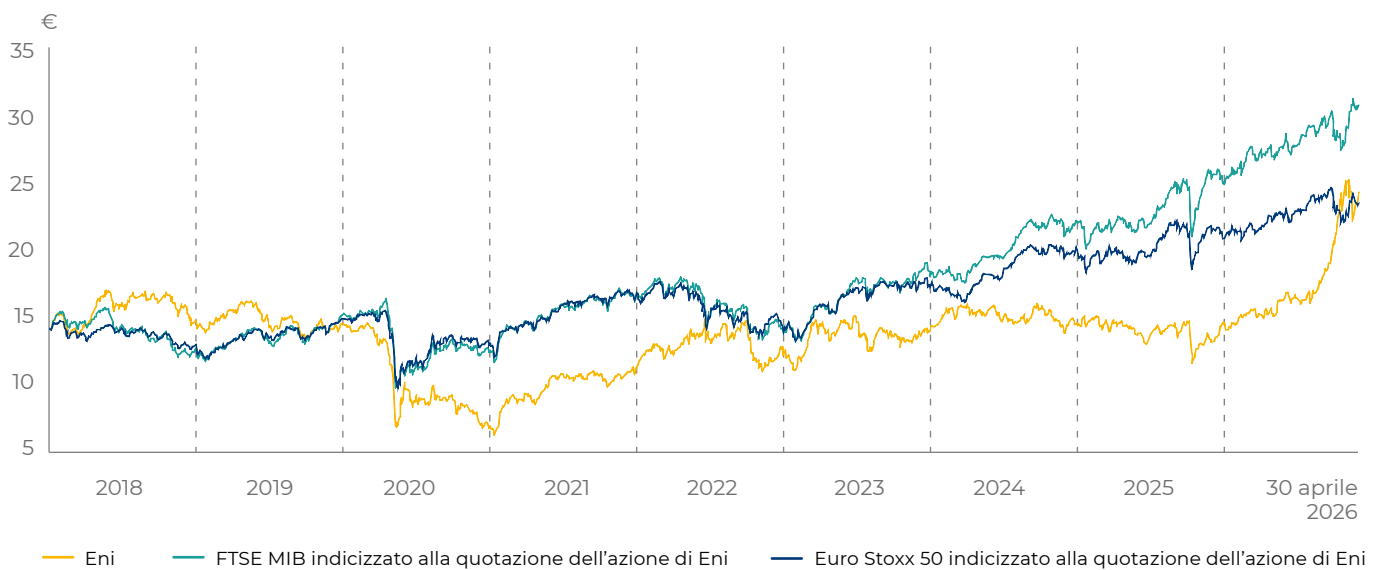


INFORMAZIONI RIGUARDANTI I COLLOCAMENTI DELLE AZIONI

		2001	1998	1997	1996	1995
Prezzi di collocamento	(€/azione)	13,60	11,80	9,90	7,40	5,42
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	200,1	608,1	728,4	647,5	601,9
	<i>di cui: per attribuzione bonus share</i>	39,6	24,4	15,0	1,9	
Percentuale del capitale sociale ^(a)	(%)	5,0	15,2	18,2	16,2	15,0
Incasso	(€ milioni)	2.721	6.714	6.869	4.596	3.254

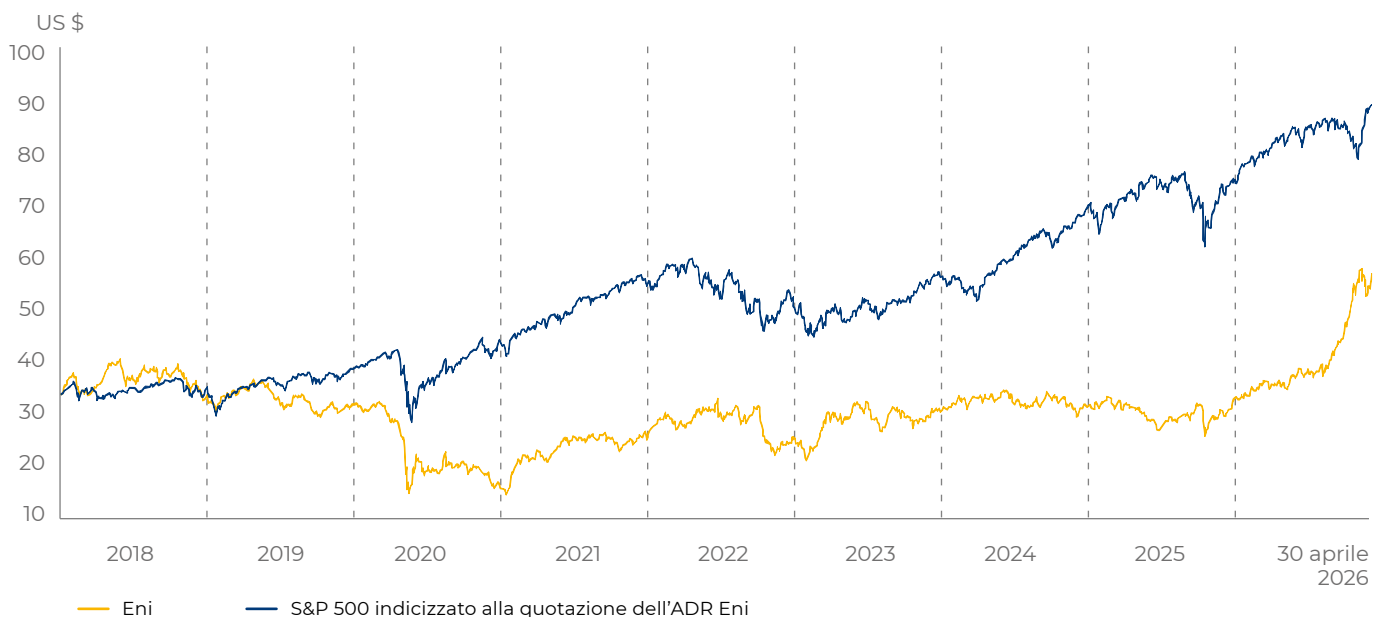
(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2025.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO (31 DICEMBRE 2017 - 30 APRILE 2026)



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG.

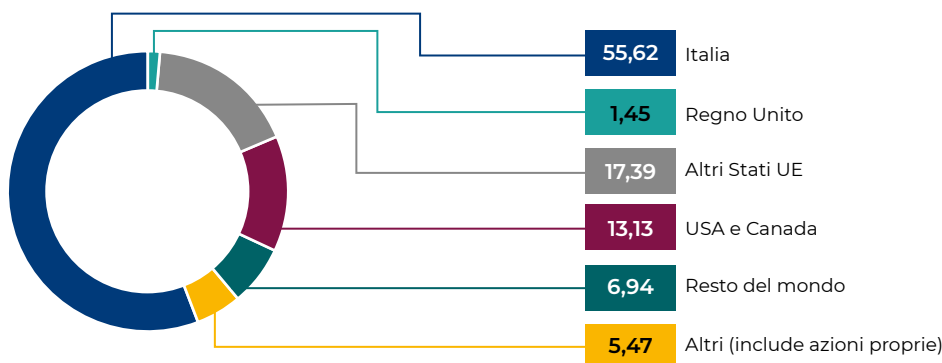
ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR ENI SULLA BORSA DI NEW YORK (31 DICEMBRE 2017 - 30 APRILE 2026)



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG.



RIPARTIZIONI AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA^(a) (%)

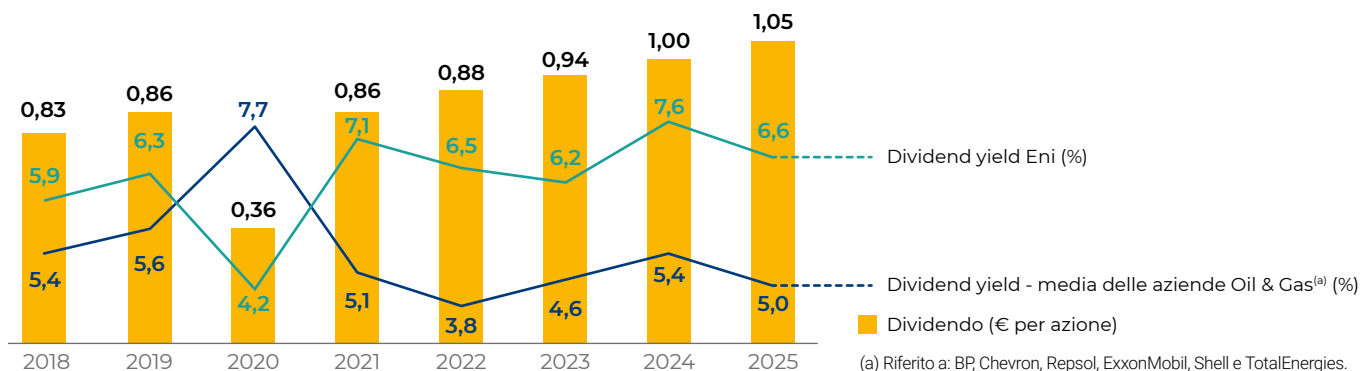


STRUTTURA DEL CAPITALE SOCIALE^(a) (%)

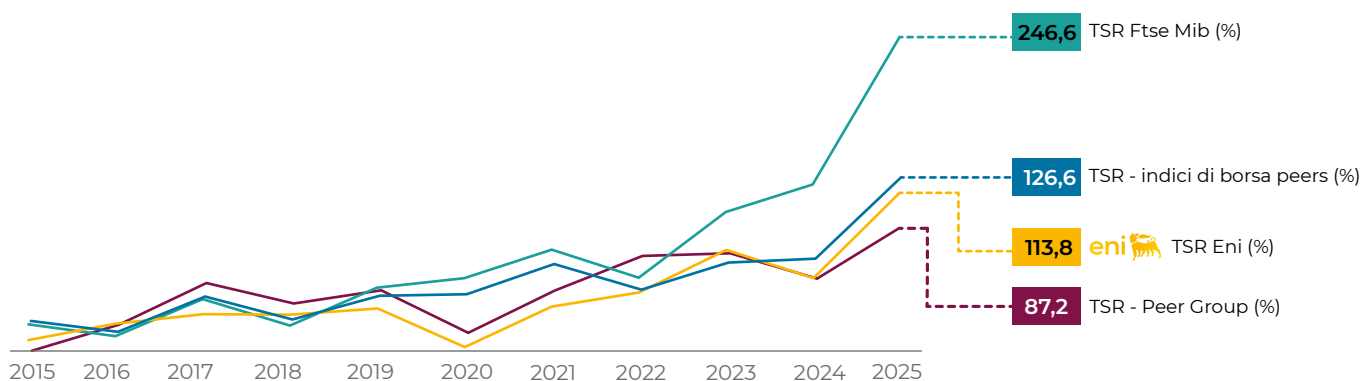


(a) L'aggiornamento dei dati è effettuato sulla base delle segnalazioni nominative pervenute alla data del 18 marzo 2026 relative ai percettori della seconda tranche del dividendo dell'esercizio 2025. I dati non tengono conto delle assegnazioni gratuite di azioni ordinarie a dipendenti Eni (come previsto dal "Piano di Azionariato Diffuso" approvato dall'Assemblea di Eni del 15 maggio 2024), del completamento del programma di acquisto di azioni proprie per il 2025, avvenuto in data 18 febbraio 2026 e del successivo annullamento di n. 118.782.928 azioni proprie prive del valore nominale senza riduzione del capitale sociale ai sensi della delibera dell'Assemblea straordinaria del 14 maggio 2025, eseguito il 4 marzo 2026. Pertanto, alla data della pubblicazione del presente documento, il capitale sociale di Eni è rappresentato da 3.027.982.186 azioni ordinarie nominative senza valore nominale. La percentuale del totale delle azioni detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e CDP SpA è pari al 33,08% del capitale sociale e la percentuale di azioni proprie detenuta da Eni è pari al 2,87% del capitale sociale.

DIVIDENDO PER AZIONE



TOTAL SHAREHOLDER RETURN (ENI VS. PEER GROUP E INDICI DI BORSA DI RIFERIMENTO)





DATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica	82.151	88.797	93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822
Altri ricavi e proventi	1.478	2.417	1.099	1.175	1.196	960	1.160	1.116
Costi operativi	(70.296)	(74.544)	(77.221)	(105.497)	(58.716)	(36.640)	(54.302)	(59.130)
Altri proventi e oneri operativi	641	(352)	478	(1.736)	903	(766)	287	129
Ammortamenti	(7.349)	(7.600)	(7.479)	(7.205)	(7.063)	(7.304)	(8.106)	(6.988)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(1.582)	(2.900)	(1.802)	(1.140)	(167)	(3.183)	(2.188)	(866)
Radiazioni	(33)	(580)	(535)	(599)	(387)	(329)	(300)	(100)
Utile (perdita) operativo	5.010	5.238	8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Proventi (oneri) finanziari	(819)	(599)	(473)	(925)	(788)	(1.045)	(879)	(971)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	1.587	1.850	2.444	5.464	(868)	(1.658)	193	1.095
Utile (perdita) prima delle imposte	5.778	6.489	10.228	22.049	10.685	(5.978)	5.746	10.107
Imposte sul reddito	(3.020)	(3.725)	(5.368)	(8.088)	(4.845)	(2.650)	(5.591)	(5.970)
Tax rate (%)	52,3	57,4	52,5	36,7	45,3	..	97,3	59,1
Utile (perdita) netto	2.758	2.764	4.860	13.961	5.840	(8.628)	155	4.137
di competenza:								
- azionisti Eni	2.608	2.624	4.771	13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
- interessenze di terzi	150	140	89	74	19	7	7	11



STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)	31 Dic. 2025	31 Dic. 2024	31 Dic. 2023	31 Dic. 2022	31 Dic. 2021	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018
Capitale immobilizzato								
Immobilii, impianti e macchinari	50.536	59.864	56.299	56.332	56.299	53.943	62.192	60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.184	5.822	4.834	4.446	4.821	4.643	5.349	
Attività immateriali	6.022	6.434	6.379	5.525	4.799	2.936	3.059	3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.187	1.595	1.576	1.786	1.053	995	1.371	1.217
Partecipazioni	14.484	15.545	13.886	13.294	7.181	7.706	9.964	7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	974	1.107	2.335	1.978	1.902	1.037	1.234	1.314
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.337)	(1.364)	(2.031)	(2.320)	(1.804)	(1.361)	(2.235)	(2.399)
	77.050	89.003	83.278	81.041	74.251	69.899	80.934	71.567
Capitale di esercizio netto								
Rimanenze	5.143	6.259	6.186	7.709	6.072	3.893	4.734	4.651
Crediti commerciali	8.986	12.562	13.184	16.556	15.524	7.087	8.519	9.520
Debiti commerciali	(13.901)	(15.170)	(14.231)	(19.527)	(16.795)	(8.679)	(10.480)	(11.645)
Attività (passività) tributarie nette	1.506	144	(2.112)	(2.991)	(3.678)	(2.198)	(1.594)	(1.364)
Fondi per rischi e oneri	(14.580)	(15.774)	(15.533)	(15.267)	(13.593)	(13.438)	(14.106)	(11.626)
Altre attività (passività) di esercizio	(1.572)	(2.292)	(892)	316	(2.258)	(1.328)	(1.864)	(860)
	(14.418)	(14.271)	(13.398)	(13.204)	(14.728)	(14.663)	(14.791)	(11.324)
Fondi per benefici ai dipendenti	(596)	(681)	(748)	(786)	(819)	(1.201)	(1.136)	(1.117)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	5.837	225	747	156	139	44	18	236
CAPITALE INVESTITO NETTO	67.873	74.276	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362
Patrimonio netto								
di competenza: - azionisti Eni	47.940	52.785	53.184	54.759	44.437	37.415	47.839	51.016
- interessenze di terzi	4.847	2.863	460	471	82	78	61	57
Patrimonio netto	52.787	55.648	53.644	55.230	44.519	37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.386	12.175	10.899	7.026	8.987	11.568	11.477	8.289
Passività per leasing	5.700	6.453	5.336	4.951	5.337	5.018	5.648	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.086	18.628	16.235	11.977	14.324	16.586	17.125	8.289
COPERTURE	67.873	74.276	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,18	0,17	0,11	0,17	0,24	0,19	0,14
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,22	0,25	0,23	0,18	0,24	0,31	0,26	0,14



RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto		2.758	2.764	4.860	13.961	5.840	(8.628)	155	4.137
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>									
- ammortamenti e altri componenti non monetari		7.209	9.951	7.781	4.369	8.568	12.641	10.480	7.657
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(99)	(601)	(441)	(524)	(102)	(9)	(170)	(474)
- dividendi, interessi e imposte		3.590	4.246	5.596	8.611	5.334	3.251	6.224	6.168
Variazione del capitale di esercizio		2.735	1.286	1.811	(1.279)	(3.146)	(18)	366	1.632
Dividendi incassati da partecipate		1.785	1.946	2.255	1.545	857	509	1.346	275
Imposte pagate		(3.737)	(5.826)	(6.283)	(8.488)	(3.726)	(2.049)	(5.068)	(5.226)
Interessi (pagati) incassati		(911)	(674)	(460)	(735)	(764)	(875)	(941)	(522)
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.330	13.092	15.119	17.460	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		(8.647)	(8.485)	(9.215)	(8.056)	(5.234)	(4.644)	(8.376)	(9.119)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(878)	(2.593)	(2.592)	(3.311)	(2.738)	(392)	(3.008)	(244)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		1.383	2.788	596	1.202	404	28	504	1.242
Altre variazioni relative all'attività di investimento		183	(996)	(348)	2.361	289	(735)	(254)	942
Free cash flow		5.371	3.806	3.560	9.656	5.582	(921)	1.258	6.468
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(1.339)	(531)	2.194	786	(4.743)	1.156	(279)	(357)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(2.555)	(1.293)	315	(2.569)	(244)	3.115	(1.540)	320
Rimborso di passività per beni in leasing		(1.250)	(1.205)	(963)	(994)	(939)	(869)	(877)	
Flusso di cassa del capitale proprio		537	(4.522)	(4.882)	(4.841)	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(328)	1.640	(138)	(138)	1.924	2.975		
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(198)	83	(62)	16	52	(69)	1	18
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		238	(2.022)	24	1.916	(1.148)	3.419	(4.861)	3.492
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		12.496	13.590	16.498	20.380	12.711	6.726	11.700	12.529

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Free cash flow		5.371	3.806	3.560	9.656	5.582	(921)	1.258	6.468
Rimborso di passività per beni in leasing		(1.250)	(1.205)	(963)	(994)	(939)	(869)	(877)	
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(762)	(631)	(234)	(512)	(777)	(67)		(18)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		362		(155)	142			13	(499)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(1.141)	(364)	(1.061)	(1.352)	(429)	759	(158)	(367)
Flusso di cassa del capitale proprio		537	(4.522)	(4.882)	(4.841)	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(328)	1.640	(138)	(138)	1.924	2.975		
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		2.789	(1.276)	(3.873)	1.961	2.581	(91)	(3.188)	2.627
Effetti prima applicazione IFRS 16								(5.759)	
Rimborsi lease liability		1.250	1205	963	994	939	869	877	
Accensioni del periodo e altre variazioni		(497)	(2.322)	(1.348)	(608)	(1.258)	(239)	(766)	
Variazione passività per beni in leasing		753	(1.117)	(385)	386	(319)	630	(5.648)	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		3.542	(2.393)	(4.258)	2.347	2.262	539	(8.836)	2.627



RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		28.647	30.994	33.450	60.090	29.968	14.717	23.312	25.279
Resto dell'Unione europea		15.979	15.975	18.271	25.413	14.671	9.508	18.567	20.408
Resto d'Europa		14.866	16.493	18.476	21.748	12.470	8.191	6.931	7.052
Americhe		6.215	7.908	7.004	6.929	4.420	2.426	3.842	5.051
Asia		9.675	9.114	7.404	9.062	7.891	4.182	8.102	9.585
Africa		6.731	8.285	9.057	9.191	7.040	4.842	8.998	8.246
Altre aree		38	28	55	79	115	121	129	201
Totale estero		53.504	57.803	60.267	72.422	46.607	29.270	46.569	50.543
		82.151	88.797	93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI ORIGINE

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		59.076	59.028	62.145	90.479	52.815	29.116	46.763	51.733
Resto dell'Unione europea		10.271	10.810	11.405	16.171	9.022	5.508	7.029	8.004
Resto d'Europa		437	2.835	3.102	7.157	1.946	1.226	1.909	2.496
Americhe		3.930	5.662	5.546	5.329	3.577	1.838	3.290	3.627
Asia		1.513	1.961	1.671	1.931	1.170	846	1.068	1.165
Africa		6.884	8.468	9.776	11.224	7.777	5.271	9.587	8.599
Altre aree		40	33	72	221	268	182	235	198
Totale estero		23.075	29.769	31.572	42.033	23.760	14.871	23.118	24.089
		82.151	88.797	93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		51.014	54.204	58.170	85.139	41.174	21.432	36.272	41.125
Costi per servizi		12.433	12.217	11.512	10.303	10.646	9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi		1.356	1.512	1.432	2.301	1.233	876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		1.117	1.397	1.369	2.985	707	349	858	1.120
Altri oneri		1.694	2.073	1.746	2.069	1.983	1.317	879	1.130
<i>a dedurre:</i>									
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(558)	(289)	(393)	(268)	(194)	(133)	(202)	(198)
		67.056	71.114	73.836	102.529	55.549	33.551	50.874	55.622

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

	(€ migliaia)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Revisione contabile		29.107	28.235	25.982	23.637	18.858	19.605	15.748	25.445
Servizi di audit		4.627	3.602	3.580	3.563	4.511	1.412	1.045	1.628
		33.734	31.837	29.562	27.200	23.369	21.017	16.793	27.073



COSTO LAVORO

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Salari e stipendi		2.620	2.665	2.427	2.311	2.182	2.193	2.417	2.409
Oneri sociali		541	527	497	465	455	458	449	448
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		64	96	156	174	165	102	85	220
Altri costi		135	123	196	194	204	239	213	170
<i>a dedurre:</i>									
incrementi per lavori interni		(131)	(149)	(140)	(129)	(118)	(129)	(168)	(154)
		3.229	3.262	3.136	3.015	2.888	2.863	2.996	3.093

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(743)	(656)	(487)	(939)	(849)	(913)	(962)	(627)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(774)	(827)	(667)	(507)	(475)	(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		243	367	250	(53)	11	31	127	32
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(8)	21	34	(2)				
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(252)	(358)	(207)	(128)	(94)	(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(348)	(314)	(267)	(315)	(304)	(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche		191	294	356	57	4	10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		205	161	14	9	9	12	8	8
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(80)	278	(61)	13	(306)	351	(14)	(307)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(86)	310	(63)	(70)	(322)	391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		6	(32)	2	81	16	(40)	(23)	22
- Opzioni					2				
Differenze di cambio		133	(38)	255	238	476	(460)	250	341
Altri proventi (oneri) finanziari		(251)	(405)	(274)	(275)	(177)	(96)	(246)	(430)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		39	44	153	128	67	97	112	132
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(250)	(261)	(341)	(199)	(144)	(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(40)	(188)	(86)	(204)	(100)	(3)	(103)	(313)
		(941)	(821)	(567)	(963)	(856)	(1.118)	(972)	(1.023)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		122	222	94	38	68	73	93	52
		(819)	(599)	(473)	(925)	(788)	(1.045)	(879)	(971)



PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.414	1.202	1.622	2.163	202	38	161	409
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(252)	(316)	(281)	(285)	(1.294)	(1.733)	(184)	(430)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	77	562	430	483	1		19	22
Dividendi	242	227	255	351	230	150	247	231
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1)	(20)	(5)	(37)	1	(38)	(65)	(47)
Altri proventi (oneri) netti	107	195	423	2.789	(8)	(75)	15	910
	1.587	1.850	2.444	5.464	(868)	(1.658)	193	1.095

INVESTIMENTI TECNICI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia	1.829	2.009	2.006	1.475	1.333	1.198	1.402	1.424
Resto dell'Unione Europea	673	673	485	415	199	152	306	267
Resto dell'Europa	231	308	235	205	202	119	9	538
Africa	3.170	3.276	4.105	3.163	1.604	1.443	3.902	4.533
America	260	556	609	1.266	659	441	1.017	534
Asia	2.367	1.519	1.471	1.390	1.203	1.267	1.685	1.782
Altre aree	117	144	304	142	34	24	55	41
Totale estero	6.818	6.476	7.209	6.581	3.901	3.446	6.974	7.695
Investimenti tecnici	8.647	8.485	9.215	8.056	5.234	4.644	8.376	9.119



INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

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 straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. 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. 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 measures.

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'accrretion 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.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono 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. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. 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. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity/tassi di cambio valutati a fair value privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS o per poter beneficiare della "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Utile operativo proforma adjusted

In relazione al crescente contributo delle JV/associates è stata definita la misura di risultato "utile operativo proforma adjusted" che integra la quota Eni dei margini operativi delle investee.



EBITDA proforma adjusted

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo adjusted più ammortamenti che integra la quota Eni delle investee. Indica la redditività dell'azienda sulla base delle decisioni operative.

Gearing

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

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted

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, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

ROACE Adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage

Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Debt/EBITDA

Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

**Profit per boe**

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil & gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Opex per boe

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Finding & Development cost per boe

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo		2.589	4.676	4.986	3.440	(1.186)	3.855	2.388	1.161
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.582	2.900	1.802	1.140	167	3.183	2.188	866
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			140		2	247			
- oneri ambientali		560	31	648	2.056	271	(25)	338	325
- plusvalenze nette su cessione di asset		(21)	(38)	(11)	(41)	(100)	(9)	(151)	(452)
- accantonamenti a fondo rischi		325	44	39	87	142	149	3	380
- oneri per incentivazione all'esodo		72	73	158	202	193	123	45	155
- derivati su commodity		(26)	1.056	1.255	(389)	(2.139)	440	(439)	(133)
- differenze e derivati su cambi		(334)	258	(16)	149	183	(160)	108	107
- ripristino ammortamenti Eni Norge									(375)
- altro		431	212	1.111	234	(150)	154	296	288
Oneri (proventi) finanziari		279	(155)	30	(127)	(115)	152	(42)	(85)
<i>di cui:</i>									
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		334	(258)	16	(149)	(183)	160	(108)	(107)
Oneri (proventi) su partecipazioni		(158)	(319)	(698)	(2.834)	851	1.655	188	(798)
<i>di cui:</i>									
- plusvalenza da cessione		(78)	(539)	(834)	(2.990)			(46)	(909)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(113)				851	1.207	148	67
Imposte sul reddito		(790)	(1.941)	(1.180)	(683)	19	1.278	351	110
Totale special item dell'utile (perdita) netto		1.920	2.261	3.138	(204)	(431)	6.940	2.885	388
<i>di competenza:</i>									
- azionisti Eni		1.873	2.325	3.149	(185)	(431)	6.940	2.885	388
- interessenze di terzi		47	(64)	(11)	(19)				



TABELLA DI RICONCILIAZIONE RISULTATI NON-GAAP VS. RISULTATI GAAP PER GLI ANNI 2018-2025

(€ milioni)	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) operativo	5.010	5.238	8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Esclusione (utile) perdita di magazzino	745	434	562	(564)	(1.491)	1.318	(223)	96
Esclusione degli special item:								
oneri ambientali	560	31	648	2.056	271	(25)	338	325
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.582	2.900	1.802	1.140	167	3.183	2.188	866
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		140		2	247			
plusvalenze nette su cessione di asset	(21)	(38)	(11)	(41)	(100)	(9)	(151)	(452)
accantonamenti a fondo rischi	325	44	39	87	142	149	3	380
oneri per incentivazione all'esodo	72	73	158	202	193	123	45	155
derivati su commodity	(26)	1.056	1.255	(389)	(2.139)	440	(439)	(133)
differenze e derivati su cambi	(334)	258	(16)	149	183	(160)	108	107
altro	431	212	1.111	234	(150)	154	296	(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.589	4.676	4.986	3.440	(1.186)	3.855	2.388	1.161
Utile (perdita) operativo adjusted	8.344	10.348	13.805	20.386	9.664	1.898	8.597	11.240
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(540)	(754)	(443)	(1.052)	(903)	(893)	(921)	(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1.429	1.531	1.746	2.630	(17)	(3)	381	297
Imposte sul reddito ^(a)	(4.023)	(5.792)	(6.708)	(8.608)	(4.398)	(1.753)	(5.174)	(5.887)
Tax rate (%)	43,6	52,1	44,4	39,2	50,3	175,0	64,2	56,2
Utile (perdita) netto adjusted	5.210	5.333	8.400	13.356	4.349	(751)	2.883	4.594
di competenza:								
- azionisti Eni	4.989	5.257	8.322	13.301	4.330	(758)	2.876	4.583
- interessenze di terzi	221	76	78	55	19	7	7	11
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	2.608	2.624	4.771	13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino	508	308	402	(401)	(1.060)	937	(157)	69
Esclusione special item	1.873	2.325	3.149	(185)	(431)	6.940	2.885	388
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	4.989	5.257	8.322	13.301	4.330	(758)	2.876	4.583

(a) Escludono gli special item.



INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	Debiti finanziari e obbligazioni	Disponibilità liquide ed equivalenti	Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico all'attività operativa	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Passività per beni in leasing	Totale
2025						
Breve termine	8.363	(8.242)	(6.991)	(3.845)	1.263	(9.452)
Lungo termine	20.101				4.437	24.538
	28.464	(8.242)	(6.991)	(3.845)	5.700	15.086
2024						
Breve termine	8.820	(8.183)	(6.797)	(3.193)	1.279	(8.074)
Lungo termine	21.528				5.174	26.702
	30.348	(8.183)	(6.797)	(3.193)	6.453	18.628
2023						
Breve termine	7.013	(10.193)	(6.782)	(855)	1.128	(9.689)
Lungo termine	21.716				4.208	25.924
	28.729	(10.193)	(6.782)	(855)	5.336	16.235
2022						
Breve termine	7.543	(10.155)	(8.251)	(1.485)	884	(11.464)
Lungo termine	19.374				4.067	23.441
	26.917	(10.155)	(8.251)	(1.485)	4.951	11.977
2021						
Breve termine	4.080	(8.254)	(6.301)	(4.252)	948	(13.779)
Lungo termine	23.714				4.389	28.103
	27.794	(8.254)	(6.301)	(4.252)	5.337	14.324
2020						
Breve termine	4.791	(9.413)	(5.502)	(203)	849	(9.478)
Lungo termine	21.895				4.169	26.064
	26.686	(9.413)	(5.502)	(203)	5.018	16.586
2019						
Breve termine	5.608	(5.994)	(6.760)	(287)	889	(6.544)
Lungo termine	18.910				4.759	23.669
	24.518	(5.994)	(6.760)	(287)	5.648	17.125
2018						
Breve termine	5.783	(10.836)	(6.552)	(188)		(11.793)
Lungo termine	20.082					20.082
	25.865	(10.836)	(6.552)	(188)		8.289



DATI INFRANNUALI

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI^(a)

2025	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		22.565	18.767	20.204	20.615	82.151
Utile (perdita) operativo		2.328	1.162	1.344	176	5.010
Utile (perdita) operativo adjusted		2.600	1.889	2.073	1.782	8.344
Utile (perdita) netto ^(b)		1.172	543	803	90	2.608
Investimenti tecnici		1.819	1.954	2.017	2.857	8.647
Investimenti in partecipazioni		251	100	229	298	878
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		10.334	10.198	9.931	9.386	9.386
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		16.535	15.906	15.449	15.086	15.086

2024	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		22.936	21.715	20.658	23.488	88.797
Utile (perdita) operativo		2.670	1.581	1.360	(373)	5.238
Utile (perdita) operativo adjusted		3.027	3.185	2.442	1.694	10.348
Utile (perdita) netto ^(b)		1.211	661	522	230	2.624
Investimenti tecnici		1.931	2.021	2.001	2.532	8.485
Investimenti in partecipazioni		1.761	547	76	209	2.593
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.882	12.113	11.627	12.175	12.175
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		18.296	17.454	16.753	18.628	18.628

2023	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		27.185	19.591	22.319	24.622	93.717
Utile (perdita) operativo		2.513	1.762	3.126	856	8.257
Utile (perdita) operativo adjusted		4.641	3.381	3.014	2.769	13.805
Utile (perdita) netto ^(b)		2.388	294	1.916	173	4.771
Investimenti tecnici		2.119	2.557	1.873	2.666	9.215
Investimenti in partecipazioni		645	1.165	60	722	2.592
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.796	8.215	8.679	10.899	10.899
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		12.634	12.941	13.578	16.235	16.235

2022	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		32.129	31.556	37.302	31.525	132.512
Utile (perdita) operativo		5.352	5.970	6.611	(423)	17.510
Utile (perdita) operativo adjusted		5.191	5.841	5.772	3.582	20.386
Utile (perdita) netto ^(b)		3.583	3.815	5.862	627	13.887
Investimenti tecnici		1.364	1.829	2.099	2.764	8.056
Investimenti in partecipazioni		1.194	73	978	1.066	3.311
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.623	7.872	6.444	7.026	7.026
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		13.993	12.777	11.533	11.977	11.977

(a) I dati infrannuali non sono oggetto di revisione contabile.

(b) Di competenza Eni.

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI^(a)

2021	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		14.494	16.294	19.021	26.766	76.575
Utile (perdita) operativo		1.862	1.995	2.793	5.691	12.341
Utile (perdita) operativo adjusted		1.321	2.045	2.492	3.806	9.664
Utile (perdita) netto ^(b)		856	247	1.203	3.515	5.821
Investimenti tecnici		1.139	1.248	1.200	1.647	5.234
Investimenti in partecipazioni		520	351	553	1.314	2.738
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.239	10.040	11.309	8.987	8.987
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		17.507	15.323	16.622	14.324	14.324

2020	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		13.873	8.157	10.326	11.631	43.987
Utile (perdita) operativo		(1.095)	(2.680)	220	280	(3.275)
Utile (perdita) operativo adjusted		1.307	(434)	537	488	1.898
Utile (perdita) netto ^(b)		(2.929)	(4.406)	(503)	(797)	(8.635)
Investimenti tecnici		1.590	978	889	1.187	4.644
Investimenti in partecipazioni		222	42	95	33	392
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.920	14.329	14.525	11.568	11.568
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		18.681	19.971	19.853	16.586	16.586

2019	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		18.540	18.440	16.686	16.215	69.881
Utile (perdita) operativo		2.518	2.231	1.861	(178)	6.432
Utile (perdita) operativo adjusted		2.354	2.279	2.159	1.805	8.597
Utile (perdita) netto ^(b)		1.092	424	523	(1.891)	148
Investimenti tecnici		2.239	1.997	1.899	2.241	8.376
Investimenti in partecipazioni		30	21	2.931	26	3.008
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.665	7.856	12.714	11.477	11.477
Indebitamento finanziario nettopost passività per leasing ex IFRS 16		14.496	13.591	18.517	17.125	17.125

2018	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Ricavi della gestione caratteristica		17.932	18.139	19.695	20.056	75.822
Utile (perdita) operativo		2.399	2.639	3.449	1.496	9.983
Utile (perdita) operativo adjusted		2.380	2.564	3.304	2.992	11.240
Utile (perdita) netto ^(b)		946	1.252	1.529	399	4.126
Investimenti tecnici		2.541	1.961	1.830	2.787	9.119
Investimenti in partecipazioni		37	94	26	87	244
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		11.278	9.897	9.005	8.289	8.289

(a) I dati infrannuali non sono oggetto di revisione contabile.

(b) Di competenza Eni.



DATI DI SCENARIO

2025		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	75,66	67,82	69,07	63,69	69,06
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,052	1,134	1,168	1,163	1,130
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	71,92	59,81	59,14	54,75	61,12
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	3,8	4,8	8,9	11,7	7,3
PSV ^(d)	(€/MWh)	48	38	36	32	39
TTF ^(d)		47	35	32	30	36

2024		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	83,24	84,94	80,18	74,69	80,76
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,086	1,077	1,098	1,067	1,082
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	76,65	78,88	73,00	70,00	74,64
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	8,7	6,4	1,7	3,7	5,1
PSV ^(d)	(€/MWh)	29	33	38	45	36
TTF ^(d)		27	32	35	43	34

2023		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	81,27	78,39	86,76	84,05	82,62
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,073	1,089	1,088	1,075	1,081
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	75,74	71,99	79,71	78,17	76,40
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	11,0	5,6	11,7	4,3	8,1
PSV ^(d)	(€/MWh)	57	37	34	41	42
TTF ^(d)		54	35	33	41	41

2022		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	101,40	113,79	100,85	88,71	101,19
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,122	1,065	1,007	1,021	1,053
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	90,40	106,84	100,15	86,93	96,09
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	(0,9)	17,2	4,1	13,6	8,1
PSV ^(d)	(€/MWh)	99	97	197	95	122
TTF ^(d)		96	96	196	94	121

(a) In USD per barile. Fonte: S&P Global Energy.

(b) Fonte BCE.

(c) Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In €/MWh. Fonte: ICIS European Spot Gas Markets.



DATI DI SCENARIO

2021		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	60,90	68,83	73,47	79,73	70,73
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,205	1,206	1,179	1,144	1,183
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	50,54	57,07	62,33	69,73	59,80
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	(0,6)	(0,4)	(0,4)	(2,2)	(0,9)
PSV ^(d)	(€/MWh)	19	25	46	93	46
TTF ^(d)		19	25	47	92	46

2020		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	50,26	29,20	43,00	44,23	41,67
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,103	1,101	1,169	1,193	1,142
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	45,56	26,51	36,78	37,08	36,49
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	3,6	2,3	0,7	0,2	1,7
PSV ^(d)	(€/MWh)	11	7	9	14	10
TTF ^(d)		10	5	8	15	9

2019		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	63,20	68,82	61,94	63,25	64,30
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,136	1,124	1,112	1,107	1,119
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	55,65	61,25	55,70	57,13	57,44
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	3,4	3,7	6,0	4,2	4,3
PSV ^(d)	(€/MWh)	21	17	12	15	16
TTF ^(d)		18	13	10	13	13

2018		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	66,76	74,35	75,27	67,76	71,04
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,229	1,191	1,163	1,141	1,181
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	(€/barile)	54,32	62,40	64,72	59,37	60,15
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	3,0	4,1	4,5	3,4	3,7
PSV ^(d)	(€/MWh)	22	23	26	26	25
TTF ^(d)		21	21	25	25	23

(a) In USD per barile. Fonte: S&P Global Energy.

(b) Fonte BCE.

(c) Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In €/MWh. Fonte: ICIS European Spot Gas Markets.



PRINCIPALI DATI OPERATIVI

2025		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	786	825	860	890	840
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	128	125	133	141	131
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.647	1.668	1.756	1.839	1.728
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	10,69	7,75	7,84	11,87	38,15
Autoconsumo di gas naturale		1,43	1,26	1,34	1,54	5,57
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale (GGP)		12,12	9,01	9,18	13,41	43,72
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		2,39	0,68	0,47	1,75	5,29
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	4,90	4,09	4,84	4,80	18,63
Produzione termoelettrica (Enipower)		5,41	4,53	4,83	5,76	20,53
Vendite di prodotti petroliferi - rete Italia (Enilive)	(mln ton)	1,25	1,40	1,49	1,40	5,54

2024		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	797	777	775	786	784
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	140	138	131	138	137
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.741	1.712	1.661	1.716	1.707
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	14,08	8,24	9,38	13,80	45,50
Autoconsumo di gas naturale		1,37	1,14	1,41	1,46	5,38
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale (GGP)		15,45	9,38	10,79	15,26	50,88
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		2,56	0,73	0,49	1,73	5,51
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	4,64	4,14	4,88	4,62	18,28
Produzione termoelettrica (Enipower)		5,05	4,18	5,33	5,60	20,16
Vendite di prodotti petroliferi - rete Italia (Enilive)	(mln ton)	1,26	1,34	1,43	1,37	5,40

2023		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	780	757	758	781	769
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	130	127	130	137	131
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.656	1.616	1.635	1.708	1.655
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	13,53	9,85	9,57	12,17	45,12
Autoconsumo di gas naturale		1,31	1,30	1,34	1,44	5,39
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale (GGP)		14,84	11,15	10,91	13,61	50,51
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		2,91	0,87	0,53	1,74	6,06
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	4,61	4,20	4,57	4,60	17,98
Produzione termoelettrica (Enipower)		5,27	5,07	5,18	5,14	20,66
Vendite di prodotti petroliferi - rete Italia (Enilive)	(mln ton)	1,26	1,32	1,42	1,32	5,32



PRINCIPALI DATI OPERATIVI

2022		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	780	740	707	776	751
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	131	126	130	125	128
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.654	1.586	1.578	1.617	1.610
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	16,71	12,11	12,02	14,26	55,10
Autoconsumo di gas naturale		1,55	1,27	1,31	1,29	5,42
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale (GGP)		18,26	13,38	13,33	15,55	60,52
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		3,42	0,95	0,61	1,86	6,84
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	5,10	4,49	4,77	4,43	18,79
Produzione termoelettrica (Enipower)		6,07	4,99	5,36	4,95	21,37
Vendite di prodotti petroliferi - rete Italia (Enilive)	(mln ton)	1,20	1,35	1,46	1,38	5,39

2021		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	814	779	805	852	813
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	134	123	133	133	131
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.704	1.597	1.688	1.737	1.682
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	15,51	15,48	15,49	17,14	63,62
Autoconsumo di gas naturale		1,52	1,46	1,65	1,74	6,37
Vendite a terzi e autoconsumo		17,03	16,94	17,14	18,88	69,99
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,45	0,01	0,00	0,00	0,46
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		17,48	16,95	17,14	18,88	70,45
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		3,52	1,08	0,63	2,62	7,85
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	3,66	3,89	4,22	4,72	16,49
Produzione termoelettrica (Enipower)		5,12	5,08	5,81	6,35	22,36
Vendite prodotti petroliferi - Rete Italia	(mln ton)	1,04	1,27	1,45	1,36	5,12

2020		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	892	853	817	809	843
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	135	132	133	136	134
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.790	1.729	1.701	1.713	1.733
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	14,37	11,95	13,96	16,17	56,45
Autoconsumo di gas naturale		1,53	1,44	1,58	1,58	6,13
Vendite a terzi e autoconsumo		15,90	13,39	15,54	17,75	62,58
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,69	0,46	0,44	0,82	2,41
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		16,59	13,85	15,98	18,57	64,99
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		3,63	0,88	0,66	2,51	7,68
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	3,28	2,74	3,07	3,40	12,49
Produzione termoelettrica (Enipower)		5,46	4,88	5,43	5,18	20,95
Vendite prodotti petroliferi - Rete Italia	(mln ton)	1,12	0,89	1,41	1,14	4,56



PRINCIPALI DATI OPERATIVI

2019		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	887	867	893	926	893
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	146	148	152	152	150
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.832	1.825	1.888	1.921	1.871
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	18,96	15,75	14,61	14,82	64,14
Autoconsumo di gas naturale		1,62	1,43	1,65	1,55	6,25
Vendite a terzi e autoconsumo		20,58	17,18	16,26	16,37	70,39
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,75	0,62	0,59	0,72	2,68
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		21,33	17,80	16,85	17,09	73,07
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		3,99	1,41	0,74	2,48	8,62
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	2,75	2,47	2,75	2,95	10,92
Produzione termoelettrica (Enipower)		5,56	5,18	5,86	5,06	21,66
Vendite prodotti petroliferi - Rete Italia	(mln ton)	1,38	1,48	1,53	1,42	5,81

2018		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	Esercizio
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	885	881	886	897	887
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	152	152	142	151	149
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.867	1.863	1.803	1.872	1.851
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	19,98	16,03	15,20	16,38	67,59
Autoconsumo di gas naturale		1,59	1,34	1,58	1,60	6,11
Vendite a terzi e autoconsumo		21,57	17,37	16,78	17,98	73,70
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,87	0,71	0,69	0,74	3,01
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		22,44	18,08	17,47	18,72	76,71
Vendite gas a clienti finali (Plenitude)		-	-	-	-	9,13
Vendite energia elettrica a clienti finali (Plenitude)	(TWh)	-	-	-	-	8,39
Produzione termoelettrica (Enipower)		5,50	4,67	5,88	5,57	21,62
Vendite prodotti petroliferi - Rete Italia	(mln ton)	1,40	1,48	1,55	1,48	5,91



Andamento operativo

GLOBAL NATURAL RESOURCES

Exploration & Production	28
Global Gas & LNG Portfolio e Power	57

TRANSITION BUSINESSES

Enilive e Plenitude	65
---------------------	----

INDUSTRIAL TRANSFORMATION

Refining e Chimica	77
Attività ambientali	88



Exploration & Production



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2025	2024	2023
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,55	0,46	0,43
<i>di cui: dipendenti</i>		0,73	0,18	0,48
<i>contrattisti</i>		0,50	0,52	0,41
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	50.367	54.440	55.773
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		6.302	6.715	8.693
Utile operativo proforma adjusted		11.163	13.022	13.538
Utile (perdita) netto adjusted		4.875	4.777	5.648
Investimenti tecnici		6.253	6.055	7.135
Profit per boe ^(c)	(\$/boe)	7,80	3,69	8,58
Opex per boe ^(e)		9,2	9,2	8,6
Cash Flow per boe		20,5	17,3	19,4
Finding & Development cost per boe ^{(d)(e)}		17,0	22,7	26,3
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		53,64	57,56	59,35
Produzione di idrocarburi ^(e)	(migliaia di boe/giorno)	1.728	1.707	1.655
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.885	6.497	6.614
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,4	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	167	124	69
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.141	9.188	9.840
<i>di cui: all'estero</i>		5.101	5.171	5.927
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	4,6	6,7	7,6
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(a)	(miliardi di Sm ³)	0,0	0,1	0,2
Volumi totali di Oil spill (>1 barile) ^(a)	(barili)	4	2.163	5.132
Acqua di formazione reiniettata ^(a)	(%)	56	51	42

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale.

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



Nel 2025 i risultati di Exploration & Production sono stati eccellenti, tra i migliori del settore, trainati dalla crescita della produzione, con l'aggiunta di barili ad elevata redditività, e dalla forte selettività e disciplina negli investimenti e nella spesa. La produzione annua ha superato la guidance, con un tasso di crescita, prima delle operazioni di portafoglio, del 4% rispetto al 2024, traguardando un aumento del 7% nel periodo 2022-2025. L'avvio di sei grandi progetti in Norvegia, Indonesia, Angola e Congo ha contribuito al raggiungimento di un livello produttivo di 1,73 milioni boe/giorno. Inoltre, abbiamo rafforzato il profilo di produzione di medio termine grazie a quattro importanti decisioni finali di investimento, di cui tre per progetti operati, assicurandoci un tasso di rimpiazzo organico delle riserve di oltre il 160%. L'esplorazione si è confermata nuovamente una leva fondamentale per la generazione di valore, registrando un altro anno di eccellenti risultati, con 900 milioni di boe di risorse scoperte, che hanno confermato la nostra leadership mondiale. Le tecnologie e il know-how di Eni sono fattori cruciali per la crescita anche nel business upstream. Computer ad alte prestazioni, come HPC6, e algoritmi proprietari, incluse le applicazioni di intelligenza artificiale, permettono a Eni di avere la possibilità di rispondere in modo appropriato alla domanda di petrolio e gas. In fase di finalizzazione la business combination con PETRONAS focalizzata sul mercato GNL in Indonesia e Malesia, con un target produttivo di oltre 500 mila boe/giorno al 2028. La società inizierà ad operare entro metà 2026 in linea con i piani. Anche il progetto integrato su larga scala Argentina LNG, sviluppato in partnership con YPF e XRG, avanza verso la decisione finale d'investimento, con l'obiettivo di valorizzare le risorse di shale gas di Vaca Muerta. In linea con la strategia di ottimizzazione delle attività upstream tramite un ribilanciamento del proprio portafoglio e la dismissione di asset non strategici, è stata completata la cessione di un asset in Congo, mentre sono state acquisite ulteriori quote di partecipazione tramite Vår Energi in Norvegia, nel Regno Unito attraverso Ithaca Energy, nonché in Algeria e Nigeria. Inoltre, nel gennaio 2026 è stato firmato un accordo vincolante con SOCAR, società petrolifera statale della Repubblica dell'Azerbaijan, per la cessione di un'ulteriore quota del 10% nel progetto Baleine in Costa d'Avorio.

I PAESI DI ATTIVITÀ

Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2025 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 65 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 10.538 chilometri quadrati (8.838 chilometri quadrati in quota Eni).

L'annullamento del PiTESAI avvenuto nel 2024 ha riportato la situazione legislativa dei titoli minerari a quella originaria consentendo nel corso del 2025 la riassegnazione totale o parziale di 10 permessi di ricerca e di 3 istanze di proroga delle concessioni.

Inoltre, in adempimento al Regolamento UE 2024/1787 in materia di riduzione delle emissioni di gas metano nel settore energia, nel corso dell'anno 2025 è stata completata e trasmessa al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) per ciascun sito operativo e per tutti i pozzi non produttivi e chiusi la quantificazione delle emissioni di metano, nonché è stata finalizzata una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive (Leak Detection and Repair di tipo 2).

Le attività di produzione sono regolate da contratti di concessione in esercizio (23 nell'onshore e 43 nell'offshore) e sono svolte nel Mare Adriatico e Ionio, nell'Appennino Centro-Meridionale e nell'onshore/offshore siciliano.

Nel 2025, il 30% della produzione di idrocarburi Eni in Italia proveniva dai giacimenti del Mare Adriatico e Ionio, il 45% dall'Appennino Centro-Meridionale e circa il 25% dalla Sicilia.

MARE ADRIATICO E IONIO

Produzione I principali giacimenti sono Cervia-Arianna, Luna, Barbara, Emilio-Donata, Clara NW e Hera Lacinia. La produzione, operata attraverso circa 40 piattaforme fisse in esercizio, è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Le piattaforme e il sistema di sealine sono continuamente sottoposti a rigorosi controlli di sicurezza atti a verificarne l'integrità.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo di nuovi pozzi nelle concessioni di Cervia Mare (campo di Cervia) e Fauzia; (ii) l'installazione di una nuova stazione di compressione nell'impianto di trattamento gas di Falconara; (iii) l'esecuzione di ottimizzazioni sulla piattaforma Antonella; (iv) sono proseguite le attività di chiusura mineraria dei pozzi non più produttivi, tra cui quelli funzionali al progetto Ravenna CCS; e (v) iniziative di sviluppo locale, tra cui la terza edizione di ORA! Outpost Ravenna for Energy Transition, con progetti di open innovation e interventi in ambito sanitario e sociale in partnership con stakeholder ed enti territoriali. A Marina di Ravenna è proseguita la collaborazione con l'Azienda Unità Sanitaria Locale della Romagna volta al rafforzamento dell'assistenza primaria territoriale.



Inoltre, sono stati realizzati interventi di riqualificazione urbana, valorizzazione economica, sostegno educativo e tutela ambientale nel Comune di Crotone tramite contributi volontari erogati da Eni.

APPENNINO CENTRO-MERIDIONALE

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri in Basilicata. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone subisce un primo trattamento presso il centro olio di Viggiano e successivamente viene inviata tramite oleodotto alla Raffineria di Taranto per la lavorazione finale.

Sviluppo Le attività dell'anno nella Concessione Val d'Agri hanno riguardato: (i) il deposito presso le Autorità competenti della Variazione Programma Lavori (VPL) relativa allo sviluppo della parte settentrionale dell'area; e (ii) azioni di ottimizzazione della produzione per contrastare il declino naturale del campo. Inoltre, sono proseguite le attività nell'ambito del Nuovo Protocollo d'Intenti tra Eni, Shell e Regione Basilicata che includono la realizzazione di progetti "non oil" a favore dello sviluppo locale, insieme alla prosecuzione delle iniziative definite dall'accordo con la Regione Basilicata nell'ambito del progetto Lucani Ambiente e Salute (LucAS).

SICILIA

Produzione Eni è operatore in 11 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano. I principali giacimenti in produzione sono Argo/Cassiopea, Gela, Giaurone e Bronte.

Sviluppo Nell'ambito del programma di sviluppo del progetto Argo Cassiopea nell'offshore siciliano, le attività dell'anno hanno riguardato: (i) il completamento degli impianti onshore di Cassiopea; ed (ii) è stata presentata alle Autorità competenti la "Variazione Programma Lavori" per il progetto di sviluppo Gemini. Inoltre, sono state avviate le attività per la rivalutazione del potenziale esplorativo dei permessi limitrofi al progetto Argo Cassiopea, in particolare nell'area in cui è localizzata la scoperta di Panda.

Nell'ambito delle iniziative a sostegno del territorio: (i) è stato firmato un Accordo Attuativo per interventi di riqualificazione nell'area di Gela; (ii) è stato rinnovato l'Accordo di cooperazione con il Banco Alimentare, in continuità dal 2023, a supporto delle comunità più vulnerabili; e (iii) è stato avviato il progetto "Musei in Rete - Digitalizzare i Beni Culturali" in collaborazione con la Fondazione Eni Enrico Mattei e stakeholder locali.

Resto d'Europa

NORVEGIA

Eni è presente in Norvegia dal 1965 e opera attraverso la partecipata Vår Energi (Eni 63,1%).

L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord e nel Mare di Barents per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 38.196 chilometri quadrati (9.146 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (Production License, PL) che autorizzano il detentore a effettuare rilievi sismici, attività di perforazione e produzione sino alla scadenza contrattuale, con possibilità di rinnovo.

Produzione Nel 2025 la produzione in quota Eni è stata di 214 mila boe/giorno.

Nel 2025 è stata acquisita un'ulteriore quota di partecipazione del progetto in produzione Ekofisk nella licenza in sviluppo PL018F. La transazione, in attesa delle autorizzazioni necessarie, incrementerà la quota di Vår Energi fino a raggiungere la partecipazione di circa il 52% nell'ambito della Greater Ekofisk Area.

Sviluppo Nel corso del 2025 è stata avviata la produzione dei giacimenti: (i) a olio di Johan Castberg, che include le scoperte di Skrugard, Havis e Drivis effettuate tra il 2011 e 2014. Il giacimento produrrà per 30 anni, con un picco produttivo atteso di 220 mila barili/giorno; (ii) a olio di Balder-X nell'offshore norvegese con una produzione di picco pari a circa 80 mila boe/giorno già raggiunta nel corso del 2025; (iii) a gas di Askeladd West con l'obiettivo di assicurare il pieno utilizzo della capacità dell'impianto GNL di Hammerfest nei prossimi anni.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con cinque scoperte commerciali, in particolare con: (i) il pozzo esplorativo Vidsyn nella licenza PL586 nel Mare di Norvegia; (ii) il pozzo esplorativo Drivis Tubåen nella licenza PL532 nel Mare di Barents in prossimità del giacimento Johan Castberg; (iii) le scoperte di Goliat Ridge, adiacenti al giacimento in produzione di Goliat nel Mare di Barents. Le attività di valutazione sono in corso per uno sviluppo fast-track; (iv) il pozzo esplorativo di F Sør nella licenza PL090 nel Mare del Nord e di Smørbuk Midt nella licenza PL094 nel Mare di Norvegia, quest'ultimo già avviato in produzione attraverso le facility presenti nell'area.

PAESI BASSI

Eni è presente nel Paese dal 2024 a seguito del completamento dell'acquisizione degli asset di Neptune. L'attività è condotta principalmente nel Mare del Nord attraverso 29 impianti offshore con 4 principali hub di trattamento. La superficie sviluppata e non sviluppata è di 4.137 chilometri quadrati (1.514 chilometri quadrati in quota Eni).



Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (Production License, Exploration License) che autorizzano il detentore a effettuare rilievi sismici, attività di perforazione e produzione sino alla scadenza contrattuale, con possibilità di rinnovo.

Produzione La produzione nel 2025 è stata di 13 mila boe/giorno in quota Eni e deriva principalmente dai giacimenti F3, G-blocks, K2b-A, K9ab-B, L12-L15, L10/K12, L5 hub, Q13a-A e K6-D.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) il sanzionamento della decisione finale d'investimento del progetto di sviluppo a gas L7-F con avvio produttivo atteso nel 2026; (ii) l'avvio delle attività di perforazione del pozzo di sviluppo L10-M4 con produzione attesa nel 2026.

REGNO UNITO

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964 e opera attraverso la partecipata Ithaca Energy (Eni 35,92%).

La superficie sviluppata e non sviluppata è di 9.767 chilometri quadrati (4.178 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

Produzione La produzione nel 2025 è stata di 45 mila boe/giorno in quota Eni. Ithaca Energy detiene licenze in 39 giacimenti, di cui 10 operati, localizzati nel Mar del Nord.

Sviluppo Nel corso del 2025 sono state completate le acquisizioni delle partecipazioni del: (i) 15% del campo di Seagull e del 46% del giacimento di Cygnus; e (ii) del 50% della scoperta a gas di Tobermory nel bacino occidentale di Shetland.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo di pozzi aggiuntivi sui campi di Captain, Cygnus e di Seagull; (ii) attività di ottimizzazione della produzione del progetto J-Area; e (iii) il programma di sviluppo del progetto Rosebank.

Africa Settentrionale

ALGERIA

Eni è presente in Algeria dal 1981. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 59.575 chilometri quadrati (21.309 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2025 Eni ha firmato con il partner Sonatrach un 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 chilometri quadrati 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 del Bid Round Algeria 2024.

Le attività di esplorazione e produzione Eni in Algeria sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e di concessione.

Produzione La produzione del 2025 in quota Eni è stata di 131 mila boe/giorno e deriva principalmente dai blocchi: (i) i Blocchi 403a/d, il Blocco ROM Nord, i Blocchi 401a/402a, il Blocco 403 e il Blocco 405b; (ii) i Blocchi di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Berkine Nord; (iii) il Blocco di Berkine Sud; e (iv) le concessioni di In Amenas e In Salah situate nel Sahara meridionale e la concessione di Touat nel Sahara occidentale.

Nel corso dell'anno è stata acquisita un'ulteriore quota nel permesso di Touat, incrementando la partecipazione Eni al 42,9%.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente l'avvio produttivo di nuovi pozzi ed attività di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover e miglioramenti impiantistici delle facility esistenti.

EGITTO

Eni è presente in Egitto dal 1954. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 36.486 chilometri quadrati (12.449 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2025 sono stati firmati importanti accordi con le competenti autorità di Egitto e Cipro per lo sfruttamento della scoperta a gas di Cronos nel Blocco 6 nell'offshore di Cipro facendo leva sulle infrastrutture esistenti in Egitto. Gli accordi, che rappresentano un'importante tappa nel percorso verso il sanzionamento del progetto, prevedono il trasporto e trattamento di gas tramite le facility di Zohr per poi essere liquefatto nell'impianto GNL di Damietta ed esportato verso i mercati internazionali.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione del 2025 in quota Eni è stata di 242 mila boe/giorno ed è fornita principalmente dagli asset: (i) blocco Shoruk nell'offshore del Mediterraneo con il giacimento giant a gas di Zohr; (ii) concessione del Sinai, con i giacimenti Belayim Marine-Land, Abu Rudeis e Sinai Ras Gharra; (iii) area del Deserto Occidentale, con le concessioni Meleiha, East Obayed e South West Meleiha; e (iv) concessioni di Baltim, North El Hammad, Nile Delta, North Port Said e Temsah. Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni in produzione di Ras el Barr e South Ghara. Le produzioni gas del Nile Delta, Temsah, North Port Said e Ras el Barr confluiscono nell'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33,33%) dove, dopo l'estrazione dei condensati, il gas residuo viene reimpresso nella rete nazionale GASCO.



Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) azioni di ottimizzazione della produzione ed attività di drilling nell'offshore mediterraneo; e (ii) la prosecuzione delle attività di costruzione come definito da piano di sviluppo dell'impianto gas nell'area del Deserto Occidentale.

Nel 2025, la produzione di Zohr è stata ottimizzata attraverso attività di gestione del giacimento e del network. La campagna di perforazione è stata eseguita con successo e sono in corso di definizione nuove opportunità di ottimizzazione per il 2026.

Le iniziative per lo sviluppo locale hanno riguardato (i) il progetto di Educazione Universitaria in Energy Engineering Technology, realizzato in collaborazione con il Politecnico di Milano ed Eni Corporate University, nell'area di Port Said; (ii) in ambito sanitario, il Centro Avanzato di Formazione professionale, istituito in collaborazione con il Ministero della Salute e della Popolazione (MoHP) a Port Said ha erogato formazione a personale locale con l'obiettivo di colmare principali carenze nelle specialità mediche e a elevare le competenze cliniche del personale sanitario a livello nazionale; (iii) progetti a sostegno del settore agricolo nei Governatorati di South Sinai e Matrouh a favore delle comunità in aree ad elevata desertificazione nonché il progetto Towards Organic Agriculture con l'obiettivo di supportare i piccoli agricoltori nella transizione all'agricoltura biologica.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle concessioni del Deserto Occidentale. Le scoperte sono state già avviate in produzione con conseguente ramp-up produttivo dell'area. Inoltre nell'aprile 2026, Eni ha annunciato una significativa scoperta di gas e condensati a seguito della perforazione del pozzo esplorativo Denise W 1, nella concessione Temsah, situata offshore nel Mediterraneo orientale. Le stime preliminari indicano circa 56 miliardi di metri cubi di gas in posto e 130 milioni di barili di condensati associati. La vicinanza a infrastrutture esistenti consente significative sinergie per uno sviluppo accelerato.

Egitto GNL Eni partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,2 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di circa 8 miliardi di metri cubi di gas/anno.

LIBIA

Eni è presente in Libia dal 1959. L'attività è condotta nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 80.048 chilometri quadrati (24.644 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2025, nonostante l'assenza di un governo di unità nazionale e il permanere di conflittualità interna, la situazione di complessiva stabilità nelle aree operative ha consentito un sostanziale svolgimento delle attività estrattive, nonché la prosecuzione di diversi progetti di sviluppo. Per maggiori informazioni si rimanda alla sezione "Fattori di rischio e incertezza" della Relazione Finanziaria Annuale 2025.

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA).

Produzione La produzione Eni nell'anno è stata di 162 mila boe/giorno, pari a circa il 10% della produzione complessiva del Gruppo, e deriva principalmente da 6 aree contrattuali: (i) Area C (Bouri) ed Area D (Blocco NC 41) nell'offshore; e (ii) Area A (ex concessione 82), Area B (ex concessione 100/Bu-Attifel e Blocco NC 125), Area E (El-Feel) ed Area D (Blocco NC 169) nell'onshore.

Sviluppo Nel 2025 le attività di sviluppo sono proseguite in tutti i progetti in corso. In particolare: (i) nel progetto Sabratha Compression che contribuirà a sostenere la produzione del giacimento di Bahr Essalam, sono proseguite le attività offshore con l'installazione del modulo di compressione sulla piattaforma di Sabratha; (ii) il Bouri Gas Utilization Project è proseguito come da piano di progetto, con avvio atteso nel 2026; e (iii) sono state avviate le attività di perforazione dei pozzi del progetto Strutture A&E nonché le attività di costruzione della piattaforma della Struttura A. Inoltre, nel corso dell'anno: (i) è proseguito il progetto di formazione professionale in partenariato con l'Organizzazione Internazionale per le Migrazioni con l'obiettivo di incrementare l'occupazione; (ii) è stato avviato un progetto che prevede la conservazione e la promozione del patrimonio culturale; (iii) in ambito sanitario è stato avviato un programma a Jalo con l'obiettivo di rafforzare e migliorare la qualità dei servizi.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel marzo 2026 con le scoperte offshore Bahr Essalam South 2 (BESS 2) e Bahr Essalam South 3 (BESS 3). Le prime stime indicano che le due scoperte contengono complessivamente oltre 28 miliardi di metri cubi di gas in posto. La prossimità alle facility esistenti del campo di Bahr Essalam consentirà uno sviluppo fast-track delle scoperte.

Nel febbraio 2026 Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa offshore O1 in consorzio con altri partner e sarà operatore della concessione.

TUNISIA

Eni è presente in Tunisia dal 1961. L'attività è concentrata nelle aree desertiche del sud e nell'offshore mediterraneo di fronte a Hammamet, per una superficie complessiva sviluppata di 5.776 chilometri quadrati (2.106 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

Produzione Nel 2025 la produzione in quota Eni è stata di 6 mila boe/giorno e deriva principalmente dalle concessioni onshore di Adam, Oued Zar e Djebel Grouz. Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni di MLD ed El Borma.

Sviluppo Nel 2025 è stata assegnata ad Eni la partecipazione del 35% nella concessione Sabeh.

Le attività dell'anno hanno riguardato principalmente: (i) le attività di sviluppo della concessione Sabeh; (ii) un programma di ottimizzazione della produzione nelle concessioni Adam, MLD ed El Borma; (iii) l'avvio delle attività di drilling di sviluppo nella concessione di Djebel Grouz; e (iv) il programma a supporto dello sviluppo locale, principalmente con l'installazione di pannelli fotovoltaici presso 14 scuole pubbliche.



Africa Sub-Sahariana

ANGOLA

Eni è presente in Angola dal 1980 e opera attraverso Azule Energy, la joint venture paritetica tra Eni e bp.

Azule Energy detiene 17 blocchi (di cui 9 esplorativi) e una licenza esplorativa in Namibia, oltre alla partecipazione nella JV Angola LNG e in Solenova, società partecipata congiuntamente da Sonangol, attiva nell'ambito delle energie rinnovabili ed iniziative di decarbonizzazione. In particolare, Solenova detiene l'impianto fotovoltaico di Caraculo da 25 MW in produzione, nella provincia di Namibe.

L'attività è condotta su una superficie sviluppata e non sviluppata di 50.890 chilometri quadrati (9.421 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione in Angola sono regolate da contratti di concessione, da Production Sharing Agreement e da Risk Service Contract.

Produzione La produzione nel 2025 in quota Eni è stata di 106 mila boe/giorno.

Nel 2025 Azule ha stipulato un accordo vincolante per la vendita della propria partecipazione del 20% nel Blocco 14 e del 10% nel Blocco 14K/A-IMI. L'operazione è soggetta all'approvazione da parte delle Autorità competenti.

Nell'anno è stata avviata la produzione del progetto operato Agogo Integrated West Hub nel blocco 15/06, nell'offshore del Paese. Il progetto comprende l'intera fase di sviluppo per due giacimenti, Agogo e Ndungu, con plateau produttivo atteso di 180 mila boe/giorno. Nel febbraio 2026 è stata avviata la fase full field del campo Ndungu, appena sei mesi dopo il primo olio dalla FPSO Agogo. Il progetto comprende sette pozzi di produzione e quattro pozzi di iniezione, con un picco di produzione previsto di 60 mila barili di olio al giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto NGC (New Gas Consortium) per lo sviluppo dei campi Quiluma e Maboqueiro. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, ha ultimato l'installazione ed il commissioning di due piattaforme produttive offshore e completato l'impianto di trattamento ed export di gas e condensati all'impianto A-LNG. La produzione a plateau è stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno di gas e 18 mila barili di condensati/giorno. A febbraio 2026 raggiunta la prima produzione di gas e nel marzo 2026 sono state avviate le prime forniture di gas dal giacimento Quiluma; (ii) il progetto Greater PAJ per lo sviluppo dell'area meridionale dei due blocchi operati 31 e 31/21. L'approvazione finale del progetto da parte dei partner dell'iniziativa è prevista nel 2026.

Nel corso del 2025, sono proseguiti i programmi a sostegno dello sviluppo locale con diverse iniziative sulla promozione dell'accesso all'acqua e ai servizi igienici, sulla salute della comunità, sull'istruzione, sull'inclusione sociale, sulla diversificazione economica, sull'accesso all'energia solare, sulla protezione ambientale e sullo sminamento. In particolare: (i) nell'ambito educativo, sono state inaugurate 3 nuove scuole e 10 sono state ristrutturate; (ii) è stata firmata l'estensione dell'accordo per supportare il miglioramento della cura cardiologica nelle strutture sanitarie del Paese, nonché sono state inaugurate 2 nuove strutture sanitarie mentre è stata completata la ristrutturazione di altre 9; ed inoltre (iii) sono proseguiti i programmi di capacity building sanitario internazionale con l'obiettivo di rafforzare le competenze del personale sanitario ospedaliero attraverso attività di formazione specialistica in 5 ospedali a Luanda con il coinvolgimento di centri di eccellenza italiani; e (iv) sono stati implementati progetti per la salvaguardia ambientale.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con il primo pozzo esplorativo interamente dedicato ai temi a gas Gajajeira-01; e (ii) nel febbraio 2026, con la significativa scoperta a olio nel pozzo esplorativo Algaita-01 nel Blocco offshore 15/06. Le stime preliminari indicano un volume di olio in posto pari a circa 500 milioni di barili. Il valore della scoperta è ulteriormente incrementato dalle sinergie con le infrastrutture di produzione esistenti.

CONGO

Eni è presente in Congo dal 1968. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'area di Kailou nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 1.838 chilometri quadrati (978 in quota Eni).

Nel marzo 2025, Eni e Vitol hanno concordato i termini economici per il possibile farm-out di una partecipazione del 25% posseduta da Eni nel progetto operato Congo FLNG. Il closing della transazione è pendente in attesa di approvazioni regolatorie e ad altre condizioni.

Nel corso dell'anno sono state cedute quote di partecipazioni in licenze onshore in produzione nel Paese nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio upstream.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Congo sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione dell'anno in quota Eni è stata di 69 mila boe/giorno e deriva principalmente dai giacimenti Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII), Kitina e Yanga Sendji nonché dal progetto Congo LNG nell'ambito della valorizzazione delle risorse del Blocco Marine XII.

Sviluppo Nell'ambito dello sviluppo della Fase 2 del progetto Congo LNG è stata avviata la nuova base logistica Yasika, un'infrastruttura strategica all'interno del progetto. La base è impiegata a supporto delle due unità galleggianti di liquefazione: Tango FLNG (0,6 milioni di tonnellate/anno), entrata in produzione a dicembre 2023, e Nguya FLNG (2,4 milioni di tonnellate/anno), avviata alla fine del 2025. Con lo start-up della Nguya FLNG si completa la Fase 2 del progetto consentendo di massimizzare la produzione del permesso Marine XII e portando la capacità totale di liquefazione a 3 milioni di tonnellate/anno.



Nell'ambito delle iniziative di sviluppo locale: (i) nel corso dell'anno è entrato pienamente a regime il Centro di Eccellenza di Oyo per le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica (CEO); (ii) sono proseguite iniziative di sensibilizzazione sull'uso delle energie rinnovabili a sostegno dello sviluppo socio-economico del Paese; (iii) è proseguito il programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno delle comunità rurali attraverso iniziative educativo-sanitarie, accesso all'acqua e supporto del settore agricolo.

COSTA D'AVORIO

Eni è presente in Costa d'Avorio dal 2015. L'attività è concentrata nell'offshore del Paese su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 13.183 chilometri quadrati (10.760 chilometri quadrati in quota Eni).

Nell'ambito della strategia di Eni volta all'ottimizzazione delle attività upstream, che prevede di anticipare la valorizzazione delle scoperte esplorative attraverso la riduzione delle partecipazioni in esse, nel settembre 2025 è stata finalizzata la cessione a Vitol di una partecipazione del 30% nel progetto Baleine e nel gennaio 2026 è stato firmato un accordo vincolante con SOCAR, società petrolifera statale della Repubblica dell'Azerbaijan, per la cessione di un'ulteriore quota del 10% nel progetto.

Nell'ottobre 2025 Eni ha firmato un contratto di esplorazione relativo al blocco offshore CI-707, che presenta una continuità geologica con il vicino blocco CI-205, dove è presente la scoperta Calao annunciata nel marzo 2024. Questa vicinanza offre un'opportunità per eventuali sviluppi sinergici futuri.

Nel 2025, Eni e Petroci hanno annunciato un significativo aumento della fornitura di gas per il sistema di generazione elettrica della Costa d'Avorio. Il gas prodotto, fino a 70 milioni di piedi cubi al giorno, sarà interamente destinato a soddisfare la domanda locale, garantendo una fornitura affidabile per le esigenze di generazione elettrica del Paese e rafforzando ulteriormente il ruolo della Costa d'Avorio come hub energetico regionale.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione dell'anno in quota Eni è stata di 50 mila boe/giorno, proveniente dal giacimento offshore di Baleine, che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) il completamento della Fase 2 del progetto Baleine; e (ii) le attività di concept definition di Fase 3 del programma di sviluppo di Baleine, funzionali per il sanzionamento della decisione finale d'investimento (FID) attesa nel 2026. La Fase 3 prevede di incrementare la capacità produttiva fino a un picco atteso a 150 mila barili/giorno e circa 6 milioni di metri cubi/giorno destinato al mercato domestico.

Inoltre, nell'ambito del progetto Baleine, le attività di sviluppo locale hanno riguardato: (i) interventi a sostegno di 20 centri sanitari, con attività di riabilitazione delle strutture, potenziamento delle infrastrutture energetiche, fornitura di attrezzature e medicinali; (ii) programmi di formazione professionale a sostegno dell'occupazione giovanile, in particolare con la collaborazione con Iveco Group; (iii) diversificazione economica, accesso all'educazione e distribuzione di materiale scolastico.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con la perforazione del pozzo Cachalot-1X, che ha confermato l'estensione ad est del giacimento in produzione di Baleine; e (ii) nel febbraio 2026, un'importante scoperta di gas e condensati con il pozzo offshore Murene South-1X (Eni 90%, operatore), confermando un potenziale complessivo di 140 miliardi di metri cubi di gas e 450 milioni di barili di condensato del complesso a gas di Calao.

GHANA

Eni è presente in Ghana dal 2009. L'attività è concentrata nell'offshore profondo del Paese su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 1.172 chilometri quadrati (502 chilometri quadrati in quota Eni). Eni è operatore con una quota del 44,44% del permesso Offshore Cape Three Points (OCTP), regolato da un accordo di concessione e con una quota del 42,47% nella licenza esplorativa offshore Cape Three Points Block 4 (CTP-4).

Produzione La produzione dell'anno in quota Eni è stata di 35 mila boe/giorno in quota Eni fornita dal campo di Sankofa nel permesso OCTP. Nel settembre 2025 Eni, insieme ai partner del progetto OCTP, Vitol e la Ghana National Petroleum Corporation (GNPC), ha firmato un Memorandum d'Intenti con il Governo del Ghana, per incrementare la produzione nazionale di petrolio e gas e promuovere nuove iniziative sostenibili. La collaborazione inoltre valuterà attività esplorative ed il possibile sviluppo del nuovo giacimento Eban-Akoma. In particolare, il progetto di sviluppo del campo, che prevede il collegamento alle facility presenti nel permesso OCTP, è stato sottoposto all'approvazione delle Autorità del Paese alla fine del 2025.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato principalmente il permesso in produzione OCTP: (i) attività di workover sui pozzi del giacimento Sankofa East; (ii) il completamento delle attività di debottlenecking sul sistema di gas non associato con l'incremento della capacità; (iii) sono state lanciate le gare per l'assegnazione dei contratti per il collegamento all'esistente FPSO del nuovo pozzo di GyeNyame a gas non associato; (iv) la prosecuzione del Progetto "Afforestation", nell'ambito delle iniziative a tutela ambientale; e (v) programmi di accesso all'acqua, ai servizi igienico-sanitari e nell'ambito sanitario anche attraverso campagne di sensibilizzazione delle comunità, in particolare nell'area occidentale del Paese.



Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Eban 2A e conseguente formalizzazione al Governo della fine delle attività di appraisal del campo di Eban-Akoma nel blocco Cape Three Points 4.

MOZAMBICO

Eni è presente in Mozambico dal 2006 a seguito dell'acquisizione del blocco Area 4 nel bacino offshore di Rovuma, localizzato nell'area settentrionale del Paese. Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a fronte di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di soli 3 anni. Ad oggi sono state accertate risorse in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 3.912 chilometri quadrati (916 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione La produzione è fornita dal progetto Coral South nel blocco Area 4, primo avvio produttivo nel Paese per lo sviluppo delle scoperte a gas dell'area offshore di Rovuma. Nel 2025 la produzione ha raggiunto 25 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è convogliata presso l'impianto galleggiante Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del GNL con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate per anno. La Coral Sul FLNG è stata progettata secondo elevati standard in termini di sicurezza e sostenibilità, dimostrando il commitment di Eni nell'assicurare la sicurezza delle persone, la salvaguardia dell'ambiente circostante e delle comunità locali garantendo allo stesso tempo l'integrità degli asset. L'impianto è stato realizzato con un approccio orientato all'efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO₂. In particolare, la Coral Sul FLNG raggiunge, tra l'altro, lo zero flaring durante le normali operazioni, utilizza turbine a gas efficienti anche per la generazione di elettricità.

Sviluppo Nell'ottobre 2025 è stata raggiunta dai partner la decisione finale d'investimento (FID) per lo sviluppo del progetto Coral North FLNG che porterà in produzione le riserve della parte settentrionale del giacimento Coral. Nel gennaio 2026, è avvenuto il varo dell'impianto galleggiante Coral North FLNG, in linea con il programma di sviluppo, con una capacità produttiva di 3,6 milioni di tonnellate l'anno (MTPA), portando la produzione totale di GNL del Paese a 7 MTPA. Il progetto farà leva sull'approccio fast-track di Eni e l'esperienza acquisita con il progetto Coral South, con start-up atteso entro la fine del 2028.

Nel corso dell'anno sono proseguite le iniziative a sostegno delle comunità locali con: (i) programmi a supporto della scolarità e dell'occupazione giovanile nel distretto di Pemba, iniziative per migliorare l'accesso all'acqua potabile nei distretti di Pemba, Mecufi e Metuge; (ii) attività per rafforzare i servizi socio-sanitari, anche con programmi di formazione. In particolare, è stata messa in funzione una nuova unità di Terapia Intensiva ed una TAC nella Provincia di Cabo Delgado, ed è proseguita la ristrutturazione di due reparti di maternità e di edifici per l'accoglienza delle donne in gravidanza nonché sono state fornite tre ambulanze nella provincia di Maputo; e (iii) programmi di sviluppo economico nei settori agricolo e ittico nelle province di Cabo Delgado e di Manica nonché di protezione della biodiversità nel distretto di Mecufi.

NIGERIA

Eni è presente in Nigeria dal 1962. La superficie sviluppata e non sviluppata è di 18.306 chilometri quadrati (4.358 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel marzo 2026 è stato raggiunto l'accordo tra il Governo Federale della Nigeria ed Eni sulla conversione della Oil Prospecting Licence 245 (OPL 245). L'accordo prevede la risoluzione reciprocamente soddisfacente di tutte le controversie relative a OPL 245 e la cessazione del procedimento arbitrale internazionale. Di conseguenza, esso consente la conversione della licenza esistente in due licenze di sviluppo, le Petroleum Mining Leases (PML) 102 e 103, e in due licenze di esplorazione, le Petroleum Prospecting Leases (PPL) 2011 e 2012, assegnate a Nigerian Agip Exploration Limited (NAE) in qualità di operatore, insieme ai partner Nigerian National Petroleum Company Limited (NNPC) e Shell Nigeria Exploration and Production Company Limited (SNEPCO).

L'attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione.

Produzione Nel 2025 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 48 mila boe/giorno e deriva dai giacimenti di Abo (OML125), Bonga (OML118) nonché attraverso la Renaissance Africa Energy Company Limited JV (RAEC JV; ex SPDC JV), Eni partecipa con una quota del 5% in 18 blocchi.

Nel novembre 2025 Eni ha acquisito una quota di partecipazione addizionale del 2,5% nel Production Sharing Contract (PSC) OML 118, esercitando il proprio diritto di prelazione.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il progetto Bonga North nel blocco OML 118, che prevede il collegamento di nuovi pozzi sottomarini all'esistente FPSO.

Nigeria GNL Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture RAEC JV (ex SPDC JV), TEPNG JV e della Oando Energy Resources Nigeria Limited JV. I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2025 sono stati pari a circa 23,5 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati



statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

Kazakhstan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992. L'attività è condotta principalmente nei giacimenti in produzione di Karachaganak e Kashagan, su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 4.896 chilometri quadrati (1.273 chilometri quadrati in quota Eni). La produzione in quota Eni dell'anno è stata di 161 mila boe/giorno.

KASHAGAN

Eni partecipa nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. Nell'area contrattuale è localizzato il giacimento giant Kashagan, scoperto nel 2000.

Produzione La produzione di liquidi è stabilizzata presso l'impianto di Bolashak per la successiva commercializzazione. Il gas prodotto è in parte trattato e venduto alla compagnia di Stato nazionale, mentre il gas non trattato (circa il 50%) è reiniettato nel giacimento.

Sviluppo Le attività di sviluppo sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività, sanzionate nel 2020, prevedono l'incremento della capacità di gestione del gas associato attraverso: (i) l'incremento della capacità di reiniezione in giacimento attraverso l'upgrading delle facility esistenti, completata nel 2022; e (ii) la consegna di una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione, per la restante parte dei volumi di gas associato.

KARACHAGANAK

Localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale. Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Produzione L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 45% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg in Russia (Eni ritiene che tale transazione non violi il regime sanzionatorio imposto alla Russia), ed il restante volume per la reiniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. La quasi totalità della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara, anche con una nuova rotta aperta nel 2023 verso la Germania.

Sviluppo Nel 2025 sono proseguite le attività relative all'ultima fase di sviluppo del giacimento Karachaganak, sanzionate nel 2022, che prevedono l'installazione di una sesta unità di compressione con start-up previsto nel 2026. Le iniziative di sviluppo locale hanno riguardato: (i) la costruzione e inaugurazione di un centro di raccolta e trasformazione di prodotti agricoli ad Aksai; (ii) la definizione di un progetto per la prevenzione e mitigazione degli effetti di disastri naturali con avvio atteso nel 2026; (iii) programmi di formazione tecnica.

Resto dell'Asia

EMIRATI ARABI UNITI

Eni è presente negli Emirati Arabi Uniti dal 2018. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 20.591 chilometri quadrati (9.140 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione La produzione in quota Eni dell'anno è stata pari a 64 mila boe/giorno e deriva dai giacimenti di Lower Zakum e Umm Shaif e Nasr nell'offshore di Abu Dhabi nonché dal campo di Mahani nella concessione Area B dell'Emirato di Sharjah.

Sviluppo Nel giugno 2025 è stata approvata dalla Autorità del Paese la nuova Concessione di Produzione nel Blocco offshore 2 relativa allo sviluppo del campo di Waset (Eni 28%).

Le attività dell'anno hanno riguardato principalmente: (i) il programma di sviluppo della concessione offshore di Ghasha relativo alla messa in produzione dei giacimenti Dalma, Hail e Ghasha. In particolare, è in corso di finalizzazione il progetto Dalma Gas e prosegue secondo il piano di sviluppo il progetto Hail & Gasha, sanzionato nel 2023; e (ii) la prosecuzione delle attività di sviluppo per supportare l'incremento produttivo nelle concessioni di Lower Zakum e Umm Shaif/Nasr.

INDONESIA

Eni è presente in Indonesia dal 2001. L'attività è concentrata nell'area offshore del Kalimantan orientale. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 17.138 chilometri quadrati (11.871 chilometri quadrati in quota Eni).



Nel novembre 2025 è stato firmato l'accordo d'investimento vincolante con Petronas, società di Stato malese, per la costituzione di una joint venture paritetica che integrerà una selezione di asset a gas in produzione e in sviluppo in Indonesia e Malesia. La nuova società opererà come entità finanziariamente autosufficiente e potrà generare sinergie efficaci per diventare uno dei principali operatori nel settore del GNL, garantendo nel medio termine una produzione di oltre 500 mila boe/giorno. Il completamento dell'operazione è soggetto all'approvazione governativa, regolatoria e dei partner.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione nel 2025 è stata di 92 mila boe/giorno in quota Eni, prevalentemente gas. La produzione deriva principalmente dai giacimenti: (i) a gas di Jangkrik e Jangkrik North nel blocco Muara Bakau. La produzione è assicurata da 12 pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, viene spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas prodotto è venduto con contratti di lungo termine, sia alla compagnia di Stato indonesiana Pertamina sia alla stessa Eni che lo commercializza nel mercato asiatico; (ii) a gas di Merakes nel blocco East Sepinggan. La produzione, ottenuta con il completamento di 5 pozzi sottomarini, viene trattata dalla FPU di Jangkrik. Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, è spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang, oppure venduto nel mercato domestico; e (iii) di Merakes East nel blocco East Sepinggan, avviato nel maggio 2025 con la portata iniziale di circa 18 mila boe/giorno in quota Eni. Il gas e i condensati prodotti, dopo essere stati trattati dalla FPU di West Seno, vengono trasportati tramite pipeline all'impianto onshore di Santan, connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto nel mercato domestico.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) il progetto integrato dei campi Geng North e Gehem (North Hub), nell'area del Kutei. I giacimenti verranno messi in produzione attraverso pozzi sottomarini, flowlines e una FPSO di nuova costruzione. Il gas sarà trattato a bordo della FPSO e successivamente inviato alle facility onshore per essere connesso alla rete di gasdotti dell'East Kalimantan. La produzione sarà in parte destinata all'impianto GNL di Bontang per l'esportazione e in parte al consumo interno. La produzione di condensati stabilizzata e stoccata dalla FPSO sarà destinata alla vendita; (ii) il progetto di Gendalo e Gandang (South Hub). Il programma di sviluppo dei due giacimenti prevede la perforazione di nuovi pozzi sottomarini collegati alle facility esistenti dei campi in produzione di Jangkrik; (iii) il progetto di Maha che prevede la messa in produzione dei due nuovi pozzi sottomarini attraverso il collegamento alle facility esistenti di Jangkrik; (iv) progetti a supporto delle comunità locali nell'ambito dell'educazione primaria, accesso all'acqua e all'energia rinnovabile, attività di diversificazione economica e di formazione professionale nelle aree di Samboja e Muara Jawa, nel Kalimantan orientale; e (v) iniziative a sostegno della salute delle comunità, con interventi di ristrutturazione dei servizi igienico-sanitari, corsi di primo soccorso e supporto alla creazione di una sala per malattie infettive nonché la fornitura di attrezzature mediche.

Nel marzo 2026, Eni ha raggiunto le Decisioni Finali d'Investimento (FID) per i progetti a gas Gendalo e Gandang (South Hub) e per i giacimenti Geng North e Gehem (North Hub), a soli diciotto mesi dall'approvazione dei Piani di Sviluppo (POD) avvenuta nel 2024. I progetti faranno leva sulle infrastrutture esistenti, tra cui l'impianto flottante di produzione (FPU) Jangkrik e l'impianto di liquefazione di Bontang.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo Konta-1 nel blocco Muara Bakau con una significativa scoperta di gas e condensati confermata da un test di produzione. La messa in produzione della scoperta potrà far leva sulle vicine infrastrutture esistenti del progetto in produzione di Jangkrik; e (ii) il pozzo a gas Kadal-1 nel blocco East Ganai (Eni 100%), con un possibile sviluppo in sinergia con il progetto Maha.

Inoltre, nell'aprile 2026, Eni ha annunciato una nuova importante scoperta a gas e condensati con il pozzo esplorativo Geliga-1 (Eni 82%), nel blocco Ganai, nel bacino del Kutei, nell'offshore indonesiano. Le stime preliminari indicano volumi in posto pari a circa 140 miliardi di metri cubi di gas e 300 milioni di barili di condensati, aprendo la possibilità di realizzare un terzo hub produttivo nel prolifico bacino del Kutei. Geliga è situato a soli 20 km da Geng North, confermando il significativo potenziale del bacino. Inoltre, la vicinanza alle infrastrutture esistenti e da realizzare offre potenziali sinergie in termini di ottimizzazione dei costi di sviluppo e di time-to-market.

IRAQ

Eni è presente in Iraq dal 2009 con attività di sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata di 1.074 chilometri quadrati (446 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un technical service contract.

Produzione La produzione è fornita dal giacimento a olio di Zubair che nel 2025 ha prodotto 47 mila boe/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair. Le principali facility sono state già installate. Le attività di sviluppo in corso includono programmi di ampliamento della disponibilità di acqua per mantenere un'adeguata pressurizzazione del giacimento nel lungo termine e di espansione della capacità di trattamento e reiniezione acqua. In particolare, a fine 2025, è stato completato l'avvio per fasi del progetto Zubair Mishrif Expansion, un impianto compo-



sto da 4 treni per un totale di 200 mila boe/giorno di capacità di trattamento olio per garantire la sostituzione degli impianti di produzione esistenti ed una capacità addizionale di iniezione di acqua di 750 mila boe/giorno. Inoltre, è in fase di implementazione un programma per raggiungere lo zero flaring tecnico entro il 2027.

Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione grazie alla perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni e attraverso l'espansione della facility di raccolta dell'acqua e il completamento dei pozzi di reiniezione della stessa.

Nell'anno è proseguito l'impegno di Eni per lo sviluppo locale con progetti in ambito scolastico, sanitario e di accesso all'acqua. In particolare: (i) è stata completata la seconda fase di sviluppo dell'impianto per la fornitura di acqua potabile di Al-Buradeiah a Bassora; e (ii) l'avvio della costruzione di due edifici scolastici a Zubair.

QATAR

Eni è presente in Qatar dal 2022 a seguito dell'acquisizione della quota del 3% nel progetto giant North Field Est LNG. Il progetto prevede la costruzione di 4 treni con una capacità combinata di liquefazione pari a 32 milioni di tonnellate/anno. L'avvio produttivo è previsto nel 2026 e il programma di sviluppo impiegherà tecnologie e processi all'avanguardia per minimizzare l'impronta carbonica complessiva. Le attività operative relative allo sviluppo del progetto e alla produzione ed esportazione del GNL e degli altri prodotti sono affidate a QatarEnergy LNG, società controllata da QatarEnergy, cui partecipano Eni ed altre compagnie internazionali. Nel 2023 Eni ha firmato un contratto a lungo termine con QatarEnergy LNG per la fornitura fino a 1,5 miliardi di metri cubi anno di GNL.

TURKMENISTAN

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nel blocco onshore Nebit Dag nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati (180 chilometri quadrati in quota Eni).

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Produzione Nel 2025, la produzione in quota Eni è stata di 14 mila boe/giorno e deriva dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità turkmenne con un'equivalente quantità, in valore, di greggio al terminale di Okarem, sulla costa meridionale del Mar Caspio, dove è venduta FOB. Il gas associato è utilizzato per fuel gas ed è ceduto a Turkmenneft, tramite il grid locale.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di nove pozzi di infilling e peripheral; e (ii) la conversione di cinque pozzi ad iniettori di acqua per massimizzare il recupero degli idrocarburi.

America

MESSICO

Eni è presente in Messico dal 2015 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 5.232 chilometri quadrati (3.336 chilometri quadrati in quota Eni) distribuiti su 8 blocchi, di cui 7 operati, nell'offshore del Golfo del Messico.

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio esplorativo upstream, nel corso del 2025, Eni ha avviato il rilascio delle licenze Area 14 e Area 28. Sono in corso le attività di formalizzazione da parte delle Autorità competenti.

Le attività di esplorazione e sviluppo nel Paese sono regolate da PSA e da un contratto di concessione per la licenza di Area 24.

Produzione La produzione del 2025 è stata di 49 mila boe/giorno in quota Eni e deriva dalla licenza in produzione di Area 1, dove si trovano i campi di Amoca, Miztón e Tecoalli.

Sviluppo Le attività di sviluppo del progetto in produzione Area 1 hanno riguardato: (i) la perforazione di cinque pozzi di sviluppo; e (ii) la prosecuzione delle attività di infilling per ottimizzare il recupero degli idrocarburi.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità del Paese sono proseguiti i programmi a supporto delle comunità locali con iniziative in ambito agricolo, ittico e sanitario, insieme a campagne di sensibilizzazione ambientale e sociale.

STATI UNITI

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico.

Al 31 dicembre 2025, Eni partecipa in 39 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 16 come operatore, con una superficie sviluppata e non sviluppata di 749 chilometri quadrati (348 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni negli Stati Uniti sono regolate da accordi di concessione.

Produzione La produzione nel 2025 in quota Eni è stata di 22 mila boe/giorno e deriva dai giacimenti operati di Allegheny, Appaloosa, Pegasus, Longhorn, Devils Towers, Triton nonché quelli non operati di Europa, Medusa, Lucius, Fronrunner e Heidelberg.



Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato attività di ottimizzazione della produzione sul campo di Devil's Tower e nei campi di Lucius ed Europa.

VENEZUELA

Eni è presente in Venezuela dal 1998. L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Venezuela e Golfo di Paria e nell'onshore dell'Orinoco per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.805 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni). La produzione dell'anno in quota Eni è stata di 64 mila boe/giorno e rappresenta il 4% della produzione di Gruppo.

Il Venezuela versa da anni in una crisi economica e finanziaria per l'impossibilità di esportare petrolio a causa delle sanzioni USA volte a colpire la principale fonte di entrate del Paese, il Governo venezuelano e le Società di Stato del petrolio "PDVSA".

Le attività Eni nel Paese comprendono il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale la cui produzione è venduta per intero alla società di Stato, e alcune licenze petrolifere nella fascia dell'Orinoco svolte in regime di "Empresa Mixta", la cui produzione è in declino e i cui valori di libro sono stati interamente svalutati in passato. Il recupero dell'investimento Eni in Cardon IV è soggetto al rischio controparte a causa della condizione di insolvenza di PDVSA, quale conseguenza del regime di sanzioni USA in vigore a tutto il 2025. Tuttavia, a inizio 2026 sono stati registrati importanti sviluppi nel quadro delle relazioni tra Venezuela e USA aprendo la possibilità di un rilancio del settore petrolifero del Paese, pertanto rendendo meno incerto rispetto al passato il contesto operativo per il recupero dei crediti commerciali Eni vs. la società petrolifera statale PDVSA, nonché aprendo eventuali opportunità di business. A fine gennaio l'Assemblea Nazionale della Repubblica ha approvato la proposta di Riforma sulla Legge degli Idrocarburi, che permette la rinegoziazione dei contratti petroliferi esistenti rispetto al regime di Empresa Mixta, un nuovo sistema di tassazione, nonché maggiori tutele legali per gli operatori quali la possibilità di far ricorso a intermediari indipendenti/arbitri in caso di dispute commerciali. In concomitanza di tali sviluppi, gli USA hanno emesso a beneficio di alcune compagnie petrolifere statunitensi ed europee delle "general licenses". Di particolare rilievo per Eni è la General License 50 A che autorizza Eni, in maniera ampia, a eseguire transazioni relative al settore oil & gas altrimenti vietate dal programma sanzionatorio venezuelano (incluse quelle che coinvolgono il Governo del Venezuela, PDVSA e sue controllate). Tali sviluppi migliorano le prospettive di recupero dei crediti rispetto alla situazione antecedente di sostanziale embargo USA nei confronti del greggio e dei prodotti venezuelani. Per maggiori informazioni si rimanda alla sezione "Fattori di rischio e incertezza" e alle "Note al bilancio consolidato" della Relazione Finanziaria Annuale 2025.

Australia e Oceania

AUSTRALIA

Eni è presente in Australia dal 2001. L'attività è concentrata nell'offshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 15.722 chilometri quadrati (9.429 chilometri quadrati in quota Eni). La principale area di produzione partecipata da Eni si trova nel blocco WA-33-L (Eni 100%). Inoltre, Eni partecipa in 3 licenze esplorative.

Produzione La produzione dell'anno in quota Eni è stata di 4 mila boe/giorno e deriva dal giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto di trattamento del gas onshore della capacità di 1,2 miliardi di metri cubi/anno. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato principalmente gli studi di ingegneria relativi allo sviluppo del campo di Petrel (Eni 100% a valle del perfezionamento in dicembre dell'acquisto della quota detenuta da terzi) situato nei blocchi offshore WA-6-R e NT/RL1 in prossimità delle facility di Blacktip a cui sarà allacciato. Il progetto prevede la perforazione di due pozzi, la costruzione e l'installazione di una piattaforma e facility per il trasporto del gas.



Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2025									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2024	368	10	1.479	638	876	881	145	36	4.433
<i>di cui: sviluppate</i>	262	10	805	418	823	385	92	5	2.800
<i>non sviluppate</i>	106		674	220	53	496	53	31	1.633
Acquisizioni				7					7
Revisioni di precedenti stime	(24)	5	194	62	7	76	8	(23)	305
Miglioramenti di recupero assistito				7		26			33
Estensioni e nuove scoperte		5				576			581
Produzione	(24)	(5)	(190)	(74)	(59)	(79)	(26)	(2)	(459)
Cessioni				(70)					(70)
Riserve al 31 dicembre 2025	320	15	1.483	570	824	1.480	127	11	4.830
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2024		572	50	819		379	244		2.064
<i>di cui: sviluppate</i>		311	50	305			244		910
<i>non sviluppate</i>		261		514		379			1.154
Acquisizioni		21	8						29
Revisioni di precedenti stime		68	1	9		2	2		82
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		51		1					52
Produzione		(95)	(6)	(48)			(23)		(172)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2025		617	53	781		381	223		2.055
Riserve al 31 dicembre 2025	320	632	1.536	1.351	824	1.861	350	11	6.885
Sviluppate	223	436	882	758	789	449	314	7	3.858
consolidate	223	9	829	412	789	449	91	7	2.809
joint venture e collegate		427	53	346			223		1.049
Non sviluppate	97	196	654	593	35	1.412	36	4	3.027
consolidate	97	6	654	158	35	1.031	36	4	2.021
joint venture e collegate		190		435		381			1.006



(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2023	374	60	1.658	809	933	733	238	37	4.842
<i>di cui: sviluppate</i>	261	56	935	482	872	379	184	11	3.180
<i>non sviluppate</i>	113	4	723	327	61	354	54	26	1.662
Acquisizioni		43	2			44			89
Revisioni di precedenti stime	18		33	58	1	156	57		323
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				15		23			38
Produzione	(24)	(19)	(214)	(63)	(58)	(75)	(25)	(1)	(479)
Cessioni		(74)		(181)			(126)		(381)
Riserve al 31 dicembre 2024	368	10	1.479	638	876	881	145	36	4.433
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2023		425	8	494		378	267		1.572
<i>di cui: sviluppate</i>		235	8	305			267		815
<i>non sviluppate</i>		190		189		378			757
Acquisizioni		194	34	2					230
Revisioni di precedenti stime		27	13	42		1			83
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				329					329
Produzione		(70)	(5)	(48)			(23)		(146)
Cessioni		(4)							(4)
Riserve al 31 dicembre 2024		572	50	819		379	244		2.064
Riserve al 31 dicembre 2024	368	582	1.529	1.457	876	1.260	389	36	6.497
Sviluppate	262	321	855	723	823	385	336	5	3.710
consolidate	262	10	805	418	823	385	92	5	2.800
joint venture e collegate		311	50	305			244		910
Non sviluppate	106	261	674	734	53	875	53	31	2.787
consolidate	106		674	220	53	496	53	31	1.633
joint venture e collegate		261		514		379			1.154



(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023^(a)									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2022	352	78	1.710	813	941	675	285	79	4.933
<i>di cui: sviluppate</i>	271	73	984	460	881	383	207	43	3.302
<i>non sviluppate</i>	81	5	726	353	60	292	78	36	1.631
Acquisizioni			44						44
Revisioni di precedenti stime	47	(4)	128	56	52	58	5	(39)	303
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1	1		103			105
Produzione	(25)	(14)	(225)	(61)	(60)	(67)	(30)	(3)	(485)
Cessioni						(36)	(22)		(58)
Riserve al 31 dicembre 2023	374	60	1.658	809	933	733	238	37	4.842
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2022		473	9	531		383	285		1.681
<i>di cui: sviluppate</i>		257	9	338			285		889
<i>non sviluppate</i>		216		193		383			792
Acquisizioni				2					2
Revisioni di precedenti stime		3		8		(5)	3		9
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione		(50)	(1)	(47)			(21)		(119)
Cessioni		(1)							(1)
Riserve al 31 dicembre 2023		425	8	494		378	267		1.572
Riserve al 31 dicembre 2023	374	485	1.666	1.303	933	1.111	505	37	6.414
Sviluppate									
consolidate	261	56	935	482	872	379	184	11	3.180
joint venture e collegate		235	8	305			267		815
Non sviluppate									
consolidate	113	4	723	327	61	354	54	26	1.662
joint venture e collegate		190		189		378			757

(a) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulle riserve certe di idrocarburi è pari a 21 milioni di boe.



Riserve certe di petrolio

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



(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2023	211	27	523	334	637	485	213		2.430
<i>di cui: sviluppate</i>	136	24	326	225	576	240	163		1.690
<i>non sviluppate</i>	75	3	197	109	61	245	50		740
Acquisizioni		8							8
Revisioni di precedenti stime	12			22	(6)	105	52		185
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				15		22			37
Produzione	(10)	(6)	(65)	(32)	(40)	(34)	(21)		(208)
Cessioni		(29)		(71)			(118)		(218)
Riserve al 31 dicembre 2024	213		458	268	591	578	127		2.235
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2023		326	6	207		110	26		675
<i>di cui: sviluppate</i>		167	6	107			26		306
<i>non sviluppate</i>		159		100		110			369
Acquisizioni		90	1	2					93
Revisioni di precedenti stime		21	2	35					58
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				14					14
Produzione		(44)	(1)	(32)			(3)		(80)
Cessioni		(2)							(2)
Riserve al 31 dicembre 2024		391	8	226		110	23		758
Riserve al 31 dicembre 2024	213	391	466	494	591	688	150		2.993
Sviluppate	129	207	299	290	539	233	104		1.801
consolidate	129		291	187	539	233	81		1.460
joint venture e collegate		207	8	103			23		341
Non sviluppate	84	184	167	204	52	455	46		1.192
consolidate	84		167	81	52	345	46		775
joint venture e collegate		184		123		110			417



(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	531	367	644	433	234	1	2.434
<i>di cui: sviluppate</i>	139	32	336	212	585	231	171	1	1.707
<i>non sviluppate</i>	49	4	195	155	59	202	63		727
Acquisizioni			4						4
Revisioni di precedenti stime	34	(2)	58	(2)	35	35	3	(1)	160
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte						50			50
Produzione	(11)	(7)	(70)	(31)	(42)	(31)	(24)		(216)
Cessioni						(2)			(2)
Riserve al 31 dicembre 2023	211	27	523	334	637	485	213		2.430
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8	235		100	27		720
<i>di cui: sviluppate</i>		173	8	135			27		343
<i>non sviluppate</i>		177		100		100			377
Acquisizioni				2					2
Revisioni di precedenti stime		9	(1)	2		10			20
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione		(32)	(1)	(32)			(1)		(66)
Cessioni		(1)							(1)
Riserve al 31 dicembre 2023		326	6	207		110	26		675
Riserve al 31 dicembre 2023	211	353	529	541	637	595	239		3.105
Sviluppate	136	191	332	332	576	240	189		1.996
consolidate	136	24	326	225	576	240	163		1.690
joint venture e collegate		167	6	107			26		306
Non sviluppate	75	162	197	209	61	355	50		1.109
consolidate	75	3	197	109	61	245	50		740
joint venture e collegate		159		100		110			369



Riserve certe di gas naturale

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

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.146 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 1.015 milioni di metri cubi.



(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	4.907	168.060	70.208	43.766	36.919	3.703	5.420	357.293
<i>di cui: sviluppate</i>	18.504	4.725	90.076	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
<i>non sviluppate</i>	5.806	182	77.984	31.967		16.383	703	3.768	136.793
Acquisizioni		5.227	252			6.399			11.878
Revisioni di precedenti stime	867	50	4.859	5.503	993	7.578	648	73	20.571
Miglioramenti di recupero assistito							4		4
Estensioni e nuove scoperte				52		61			113
Produzione ^(a)	(2.031)	(2.006)	(22.043)	(4.650)	(2.592)	(6.098)	(505)	(146)	(40.071)
Cessioni		(6.646)		(16.430)			(1.193)		(24.269)
Riserve al 31 dicembre 2024	23.146	1.532	151.128	54.683	42.167	44.859	2.657	5.347	325.519
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2023		14.621	380	42.490		39.792	35.700		132.983
<i>di cui: sviluppate</i>		10.182	380	29.304			35.700		75.566
<i>non sviluppate</i>		4.439		13.186		39.792			57.417
Acquisizioni		15.396	4.934						20.330
Revisioni di precedenti stime		786	1.626	1.063		134	87		3.696
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				46.745					46.745
Produzione ^(b)		(3.948)	(636)	(2.456)			(2.957)		(9.997)
Cessioni		(239)		(10)					(249)
Riserve al 31 dicembre 2024		26.616	6.304	87.832		39.926	32.830		193.508
Riserve al 31 dicembre 2024	23.146	28.148	157.432	142.515	42.167	84.785	35.487	5.347	519.027
Sviluppate									
consolidate	19.633	1.453	76.201	34.159	42.091	22.636	1.578	662	198.413
joint venture e collegate		15.432	6.304	29.831			32.830		84.397
Non sviluppate									
consolidate	3.513	79	74.927	20.524	76	22.223	1.079	4.685	127.106
joint venture e collegate		11.184		58.001		39.926			109.111

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.320 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 925 milioni di metri cubi.



(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	175.696	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
<i>di cui: sviluppate</i>	19.681	6.047	96.321	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
<i>non sviluppate</i>	4.924	282	79.375	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
Acquisizioni			6.071						6.071
Revisioni di precedenti stime	1.888	(297)	9.226	8.331	2.219	3.147	168	(5.720)	18.962
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			103	128		7.814			8.045
Produzione ^(a)	(2.183)	(1.125)	(23.025)	(4.545)	(2.633)	(5.289)	(714)	(390)	(39.904)
Cessioni			(11)			(5.021)	(3.208)		(8.240)
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	4.907	168.060	70.208	43.766	36.919	3.703	5.420	357.293
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246	44.203		42.179	38.395		143.337
<i>di cui: sviluppate</i>		12.557	246	30.298			38.395		81.496
<i>non sviluppate</i>		5.757		13.905		42.179			61.841
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(900)	163	632		(2.387)	197		(2.295)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione ^(b)		(2.740)	(29)	(2.345)			(2.892)		(8.006)
Cessioni		(53)							(53)
Riserve al 31 dicembre 2023		14.621	380	42.490		39.792	35.700		132.983
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	19.528	168.440	112.698	43.766	76.711	39.403	5.420	490.276
Sviluppate	18.504	14.907	90.456	67.545	43.766	20.536	38.700	1.652	296.066
consolidate	18.504	4.725	90.076	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
joint venture e collegate		10.182	380	29.304			35.700		75.566
Non sviluppate	5.806	4.621	77.984	45.153		56.175	703	3.768	194.210
consolidate	5.806	182	77.984	31.967		16.383	703	3.768	136.793
joint venture e collegate		4.439		13.186		39.792			57.417

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.847 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 926 milioni di metri cubi.

Produzione di idrocarburi^(a)

	(migliaia di boe/giorno)	2025 ^(b)	2024	2023 ^(c)
Società consolidate				
Italia		65	64	69
Resto d'Europa		14	53	39
Paesi Bassi		13	13	
Regno Unito		1	40	39
Africa Settentrionale		524	584	617
Algeria		117	125	126
Egitto		242	279	318
Libia		162	176	169
Tunisia		3	4	4
Africa Sub-Sahariana		202	173	168
Congo		69	66	68
Costa d'Avorio		50	22	6
Ghana		35	29	31
Nigeria		48	56	63
Kazakhstan		161	157	163
Resto dell'Asia		217	205	183
Cina				1
Emirati Arabi Uniti		64	60	56
Indonesia		92	97	79
Iraq		47	40	38
Timor Leste			1	2
Turkmenistan		14	7	7
America		71	68	81
Messico		49	29	26
Stati Uniti		22	39	55
Australia e Oceania		4	3	7
Australia		4	3	7
		1.258	1.307	1.327
Società in joint venture e collegate				
Algeria		14	12	
Angola		106	108	108
Mozambico		25	24	22
Norvegia		214	181	138
Regno Unito		44	11	
Tunisia		3	2	2
Venezuela		64	62	58
		470	400	328
Totale		1.728	1.707	1.655

(a) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (134,135 e 127 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2025, 2024 e 2023).

(b) Include circa 10 mila boe/giorno di produzioni afferenti ad alcuni partner in joint venture oggetto di sanzioni.

(c) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2023 è di 5 mila boe/giorno.



Produzione giornaliera di petrolio e condensati

	(migliaia di barili/giorno)	2025	2024	2023
Società consolidate				
Italia		26	27	29
Resto d'Europa		1	16	18
Paesi Bassi		1	1	
Regno Unito			15	18
Africa Settentrionale		174	177	190
Algeria		57	56	62
Egitto		62	59	67
Libia		54	60	59
Tunisia		1	2	2
Africa Sub-Sahariana		108	86	84
Congo		24	26	36
Costa d'Avorio		39	17	4
Ghana		13	12	14
Nigeria		32	31	30
Kazakhstan		114	110	115
Resto dell'Asia		94	93	85
Cina				1
Emirati Arabi Uniti		60	58	54
Indonesia		1	1	1
Iraq		31	28	23
Turkmenistan		2	6	6
America		62	59	68
Messico		45	25	22
Stati Uniti		17	34	46
		579	568	589
Società in joint venture e collegate				
Angola		79	86	85
Mozambico		1	1	1
Norvegia		146	114	87
Regno Unito		25	6	
Tunisia		2	2	2
Venezuela		8	7	5
		261	216	180
Totale		840	784	769



Produzione giornaliera di gas naturale

	(milioni di metri cubi/giorno)	2025	2024	2023
Società consolidate				
Italia		5,9	5,5	6,0
Resto d'Europa		2,0	5,5	3,1
Paesi Bassi		1,9	1,9	
Regno Unito		0,1	3,6	3,1
Africa Settentrionale		51,8	60,2	63,1
Algeria		9,0	10,3	9,4
Egitto		26,6	32,4	37,1
Libia		16,0	17,2	16,3
Tunisia		0,2	0,3	0,3
Africa Sub-Sahariana		13,9	12,7	12,5
Congo		6,7	5,8	4,9
Costa d'Avorio		1,6	0,7	0,2
Ghana		3,2	2,6	2,5
Nigeria		2,4	3,6	4,9
Kazakhstan		6,9	7,1	7,2
Resto dell'Asia		18,0	16,7	14,4
Emirati Arabi Uniti		0,5	0,3	0,3
Indonesia		13,5	14,2	11,5
Iraq		2,3	1,9	2,2
Timor Leste			0,1	0,2
Turkmenistan		1,7	0,2	0,2
America		1,4	1,4	2,0
Messico		0,7	0,6	0,7
Stati Uniti		0,7	0,8	1,3
Australia e Oceania		0,6	0,4	1,1
Australia		0,6	0,4	1,1
		100,5	109,5	109,4
Società in joint venture e collegate				
Algeria		2,1	1,6	
Angola		4,0	3,3	3,3
Mozambico		3,6	3,4	3,1
Norvegia		10,1	10,0	7,5
Regno Unito		2,9	0,8	
Tunisia		0,1	0,1	0,1
Venezuela		8,2	8,1	7,9
		31,0	27,3	21,9
Totale		131,5	136,8	131,3



Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2025

	Inizio operazioni ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(b)(c)}	Sup. netta sviluppata ^{(b)(c)}	Sup. lorda non sviluppata ^(b)	Sup. netta non sviluppata ^(b)	Tipo di giacimenti/superficie
EUROPA		480	18.026	8.557	59.109	23.062	
Italia	1926	108	7.134	5.938	3.404	2.900	Onshore/Offshore
Resto d'Europa		372	10.892	2.619	55.705	20.162	
Albania	2020	1			477	477	Onshore
Cipro	2013	4			14.020	7.466	Offshore
Norvegia	1965	188	5.907	959	32.289	8.187	Offshore
Paesi Bassi	2024	35	1.960	833	2.177	681	Offshore
Regno Unito	1964	144	3.025	827	6.742	3.351	Offshore
AFRICA		284	44.877	12.110	231.695	76.478	
Africa Settentrionale		157	20.214	8.143	161.671	52.365	
Algeria	1981	78	10.858	4.240	48.717	17.069	Onshore
Egitto	1954	54	4.433	1.594	32.053	10.855	Onshore/Offshore
Libia	1959	14	1.963	958	78.085	23.686	Onshore/Offshore
Tunisia	1961	11	2.960	1.351	2.816	755	Onshore/Offshore
Africa Sub-Sahariana		127	24.663	3.967	70.024	24.113	
Angola	1980	69	10.688	906	40.202	8.515	Onshore/Offshore
Congo	1968	11	518	265	1.320	713	Onshore/Offshore
Costa d'Avorio	2015	12	1.309	676	11.874	10.084	Offshore
Ghana	2009	4	226	100	946	402	Offshore
Mozambico	2007	6	719	180	3.193	736	Offshore
Namibia	2024	1			5.386	1.145	Offshore
Nigeria	1962	24	11.203	1.840	7.103	2.518	Onshore/Offshore
ASIA		36	14.595	3.832	129.039	63.772	
Kazakhstan	1992	6	2.391	442	2.505	831	Onshore/Offshore
Resto dell'Asia		30	12.204	3.390	126.534	62.941	
Emirati Arabi Uniti	2018	7	8.559	805	12.032	8.335	Onshore/Offshore
Indonesia	2001	10	2.288	1.926	14.850	9.945	Onshore/Offshore
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore
Libano	2018	1			1.742	610	Offshore
Oman	2017	2			11.256	9.037	Onshore
Qatar	2022	1			1.206	38	Offshore
Timor Leste	2006	2	83	33	4.032	3.528	Offshore
Turkmenistan	2008	1	200	180			Onshore
Vietnam	2013	2			12.886	10.229	Offshore
Altri Paesi		3			68.530	21.219	Offshore
AMERICA		60	1.923	885	11.549	7.437	
Messico	2015	10	67	67	5.165	3.269	Offshore
Stati Uniti	1968	39	595	321	154	27	Offshore
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.544	569	Onshore/Offshore
Altri Paesi		5			4.686	3.572	Offshore
AUSTRALIA E OCEANIA		8	328	328	15.394	9.101	
Australia	2001	8	328	328	15.394	9.101	Offshore
Totale		868	79.749	25.712	446.786	179.850	

(a) Per le attività acquisite l'anno di "inizio operazioni" coincide con la data di acquisizione.

(b) Chilometri quadrati.

(c) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.



Principali asset produttivi (% in quota Eni)

Nella tabella che segue sono riportati, al 31 dicembre 2025 e per i principali Paesi di ciascuna area geografica, gli asset in produzione e la partecipazione in ciascun asset. La tabella non include gli asset di società in joint venture e collegate. In particolare: (i) in Angola, la joint venture Azule Energy (Eni 50%) detiene 17 blocchi (di cui 9 esplorativi) oltre alla partecipazione nella JV Angola LNG e una licenza esplorativa in Namibia; (ii) nel Regno Unito, la joint venture Ithaca Energy (Eni 35,92%) detiene licenze in 39 giacimenti in produzione, di cui 10 operati, localizzati nel Mar del Nord; (iii) in Norvegia, la collegata Vår Energi (Eni 63,1%) detiene partecipazioni in 190 licenze; (iv) in Mozambico, la joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) è operatore della licenza in produzione Area 4; (v) in Venezuela, dove le joint venture Cardon IV (Eni 50%), PetroSucre (Eni 26%) e PetroJunín (Eni 40%) detengono partecipazioni nei giacimenti in produzione di Perla, Corocoro e Junin 5, rispettivamente; (vi) in Tunisia, la joint venture Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière (Eni 50%); e (vii) in Algeria, la joint venture E&E Algeria Touat BV (Eni 66%).

ITALIA	Mare Adriatico e Ionio	Cervia-Arianna (100%), Luna (100%), Barbara (100%), Emilio-Donata(100%), Clara NW (51%) e Hera Lacinia (100%)	
	Basilicata	Val d'Agri (61%)	
	Sicilia	Argo-Cassiopea (60%), Gela (100%), Giaurone (100%), Prezioso (100%) e Armatella (100%)	
RESTO D'EUROPA	Paesi Bassi	F3 (58,96%), G-blocks (da 33,7% a 60%), K2b-A (56,62%), K9ab-B (35,43%), L12-L15 (da 30% a 30,23%), L10/K12 (da 15,56% a 49,29%), L5 hub (da 59,50% a 60%), Q13a-A (50%) e K6-D (5,78%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria^(a)	Sif Fatima II (49%), Berkine Sud (75%), Blocco 404-208 (17,5%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (100%), Blocco 403 (50%), Blocco 405b (75%), In Amenas (45,89%) e In Salah (33,15%)	
	Egitto^{(a)(b)}	Sinai (Abu Madi, Sinai 12 Leases - 100%), Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%), South Ghara (South Ghara, Hilal, Shoab Ali - 25%), Alam El Shawish (Assil, Karam, Barq-Bahga, Magd - 25%), Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco, El Qar'NE - 75%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (SWM, SWM-4 -75%), Baltim (Baltim North, Baltim East, Baltim South -50%), North El Hammad Offshore (Bashrush - 37,5%) ed East Obayed (Faramid - 75%)	
	Libia^(a)	Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%)
		Aree contrattuali onshore	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
	Tunisia	Adam (30%), Oued Zar (50%) e Djebel Grouz (50%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Congo	Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Kitina (52%) e Yanga Sendji (29,75%)	
	Costa d'Avorio	Baleine (47,25%)	
	Ghana	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria^(c)	OML 125 (100%) e OML 118 (15%)	
KAZAKHSTAN^(a)		Kashagan (16,81%) e Karachaganak (29,25%)	
RESTO DELL'ASIA	Indonesia	Jangkrik (88,33%), Jangkrik North East (88,33%) Merakes (85%) e Merakes East (85%)	
	Iraq	Zubair (41,56%) ^(d)	
	Emirati Arabi Uniti	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
	Turkmenistan	Burun (90%)	
AMERICA	Messico	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (100%), Longhorn (75%), Devils Towers (100%), Triton (100%), Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (14,45%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)	

(a) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.

(b) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di participating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.

(c) Attraverso la Renaissance Africa Energy Company Limited JV (RAEC JV; ex SPDC JV), Eni partecipa con una quota del 5% in 18 blocchi.

(d) Eni è capofila di un consorzio costituito da Kogas e con le compagnie di Stato Missan Oil Company e Basra Oil Company, parte di un Technical Service Contract in qualità di contractor.



Prezzi medi di realizzo

Petrolio e condensati	(\$/barile)	2025		2024		2023	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		57,73		67,40		67,76	
Resto d'Europa		70,41	66,80	75,00	76,72	72,77	79,33
Africa Settentrionale		60,94	34,60	71,00	20,98	72,10	18,00
Africa Sub-Sahariana		68,24	65,20	78,66	74,77	81,79	75,26
Kazakhstan		62,14		72,71		72,71	
Resto dell'Asia		66,41		76,97		80,19	
America		62,90	56,91	73,73	68,12	75,30	67,62
Australia e Oceania		54,01				54,02	
		63,51	65,76	73,61	75,30	74,87	76,60

Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	2025		2024		2023	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		471,66		414,59		482,99	
Resto d'Europa		431,47	459,39	360,35	458,99	510,21	725,32
Africa Settentrionale		239,99	236,60	239,41	263,28	244,87	342,57
Africa Sub-Sahariana		239,56	352,61	203,07	351,59	189,23	421,78
Kazakhstan		36,58		31,41		26,15	
Resto dell'Asia		338,98		391,95		366,84	
America		132,35	191,63	113,17	187,20	113,92	184,59
Australia e Oceania		152,77		154,94		146,87	
		255,80	341,75	255,86	335,13	257,19	430,44

Idrocarburi	(\$/boe)	2025		2024		2023	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		64,73		64,18		69,80	
Resto d'Europa		64,58	67,21	59,88	73,54	74,31	88,95
Africa Settentrionale		45,12	34,99	47,98	37,09	48,60	19,31
Africa Sub-Sahariana		56,04	61,00	59,22	68,67	60,51	72,12
Kazakhstan		47,27		54,17		54,01	
Resto dell'Asia		59,61		68,33		69,03	
America		58,90	31,96	68,71	32,30	68,89	30,76
Australia e Oceania		23,22		22,95		22,11	
		51,36	59,40	55,42	64,15	56,23	71,32

Gruppo Eni		2025	2024	2023
Petrolio e condensati	(\$/barile)	64,19	74,09	75,28
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	278,15	273,02	287,49
Idrocarburi	(\$/boe)	53,64	57,56	59,35



Perforazione esplorativa

(numero)	2025		Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress ^(b)			
	Successo commerciale	Sterili ^(c)	2024	2023	2025	2024	2023	2025		
			Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni
Italia									1,0	0,6
Resto d'Europa	0,9	2,3		1,9	0,1	0,4			70,0	18,6
Africa Settentrionale	0,8	2,3	1,5	4,6	5,0	6,2			16,0	10,7
Africa Sub-Sahariana		0,2	0,1		0,3	0,9			43,0	21,0
Kazakhstan				1,0						
Resto dell'Asia	1,8			3,5	0,9	1,3			9,0	6,5
America						1,4			7,0	4,6
Australia e Oceania									1,0	0,3
	3,5	4,8	1,6	11,0	6,3	10,2			147,0	62,3

Perforazione di sviluppo

(numero)	2025		Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress ^(b)			
	Produttivi	Sterili ^(c)	2024	2023	2025	2024	2023	2025		
			Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni
Italia			1,2		1,0				1,0	0,5
Resto d'Europa	19,3		3,8		4,8				15,0	2,4
Africa Settentrionale	23,8		21,3	0,5	39,4				14,0	4,9
Africa Sub-Sahariana	8,7	0,1	9,2	0,5	5,6				61,0	11,9
Kazakhstan	1,8		1,2		2,0				2,0	0,6
Resto dell'Asia	18,4		13,4		22,9				90,0	16,2
America	6,0		6,2		6,9				1,0	
Australia e Oceania	1,0				1,0					
	79,0	0,1	56,3	1,0	83,6				184,0	36,5

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.



Pozzi produttivi^(a)

(numero)	2025			
	Petrolio		Gas naturale	
	Totali	In quota Eni	Totali	In quota Eni
Italia	107,0	94,8	224,0	193,7
Resto d'Europa	730,0	113,5	228,0	54,8
Africa Settentrionale	1.916,0	823,5	459,0	186,5
Africa Sub-Sahariana	1.518,0	164,2	134,0	13,0
Kazakhstan	168,0	45,2		
Resto dell'Asia	995,0	304,2	68,0	25,4
America	196,0	92,3	9,0	5,3
Australia e Oceania			4,0	4,0
	5.630,0	1.637,7	1.126,0	482,7

(a) Include 913 (240 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Superficie netta sviluppata e non sviluppata

(chilometri quadrati)	2025	2024	2023
Europa	31.619	38.752	35.246
Italia	8.838	7.797	10.430
Resto d'Europa	22.781	30.955	24.816
Africa	88.588	73.926	113.242
Africa Settentrionale	60.508	45.131	54.659
Africa Sub-Sahariana	28.080	28.795	58.583
Asia	67.604	80.904	140.571
Kazakhstan	1.273	1.273	1.947
Resto dell'Asia	66.331	79.631	138.624
America	8.322	8.336	9.498
Australia e Oceania	9.429	9.429	2.751
Totale	205.562	211.347	301.308

Global Gas & LNG Portfolio e Power



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2025	2024	2023
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,11	0,51	0,00
<i>di cui: dipendenti</i>		0,87	0,84	0,00
<i>contrattisti</i>		1,51	0,00	0,00
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	1.077	1.151	1.130
<i>di cui all'estero</i>		336	386	390
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,3	9,3	9,4
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	17.120	18.876	24.168
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.770	(909)	2.626
Utile operativo proforma adjusted		1.392	1.274	3.599
- GGP		1.045	1.138	3.433
- Power		347	136	166
Utile (perdita) netto adjusted		851	787	2.494
Investimenti tecnici		109	110	119
Global Gas & LNG Portfolio				
Vendite gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)	43,72	50,88	50,51
Italia		21,00	24,40	24,40
Resto d'Europa		18,73	23,40	23,84
<i>di cui: Importatori in Italia</i>		0,91	1,26	2,29
<i> Mercati europei</i>		17,82	22,14	21,55
Resto del mondo		3,99	3,08	2,27
Vendite di GNL ^(c)		12,1	9,8	9,6
Power				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi ^(b)	(terawattora)	27,57	26,55	27,30
Produzione termoelettrica		20,53	20,16	20,66

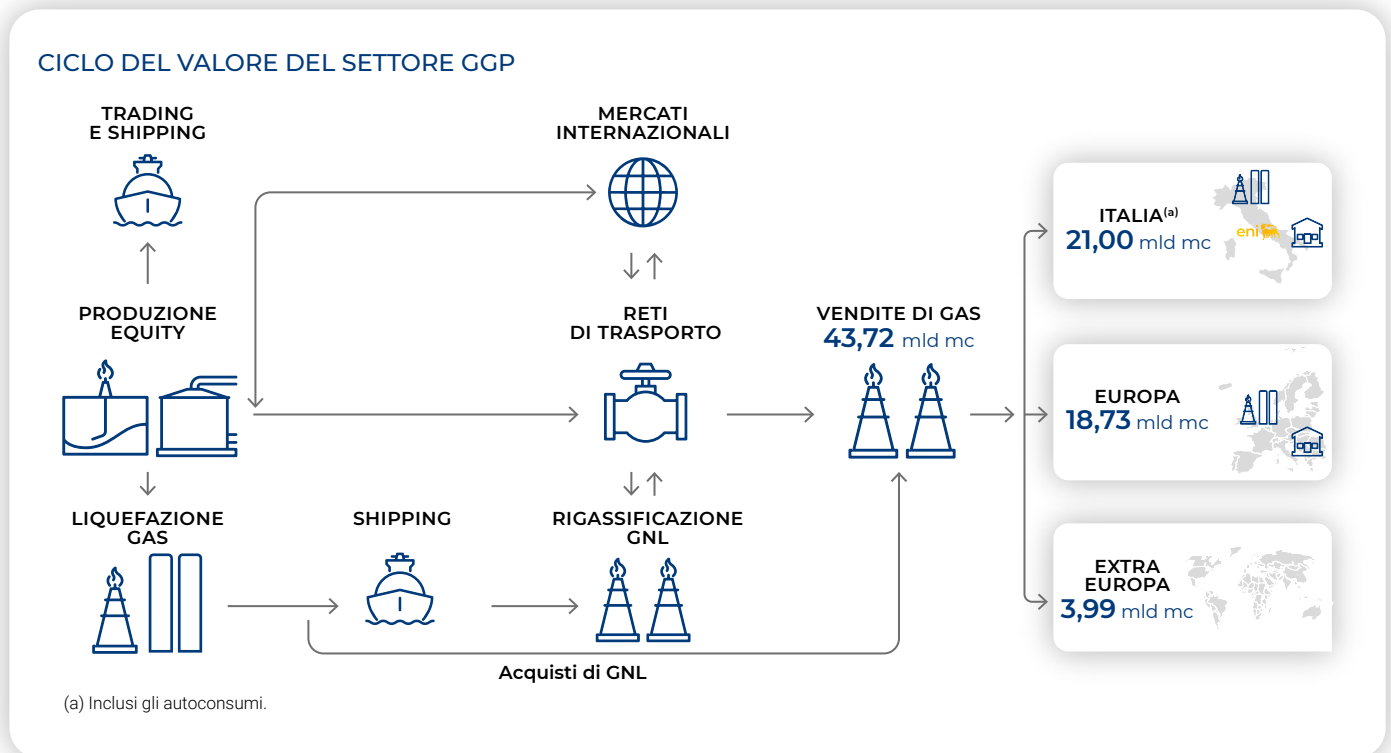
(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.

(b) Include vendite intercompany.

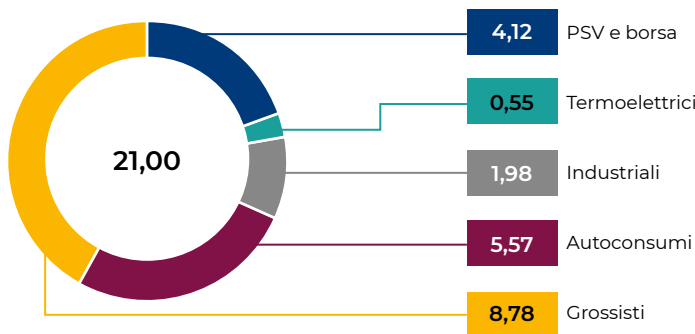
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power è presente nelle seguenti fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trading e marketing di gas naturale e GNL. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati dalla disponibilità di gas con contratti di lungo termine, una presenza multi-Country, accesso alle infrastrutture, know-how e relazioni di lungo termine con i Paesi produttori. L'integrazione con le attività upstream consente inoltre al settore GGP di cogliere le opportunità di crescita nel mercato gas e di valorizzare le riserve di gas equity. Il settore operativo comprende inoltre i risultati delle attività del business Power, impegnato nella produzione di energia elettrica da centrali termoelettriche situate in Italia e nella fornitura di capacità di back-up alla rete italiana.

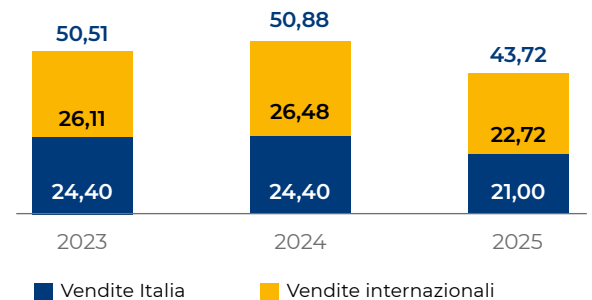
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO



VENDITE GAS ITALIA (miliardi di metri cubi)



VENDITE GAS MONDO (miliardi di metri cubi)



GAS NATURALE

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento di gas naturale di Eni fa leva sulla disponibilità di volumi di produzioni equity, sulla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione), l'accesso alle infrastrutture di trasporto internazionale, nonché sulla gestione di attività di trading gas per finalità di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali e di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e di un programma di risk management.

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo.

Nel 2025 Eni ha rafforzato la propria presenza nel mercato del GNL, ampliando e diversificando il portafoglio per aumentarne la flessibilità, facendo leva su relazioni stabili e durature nei principali mercati di riferimento (al fine di raggiungere l'obiettivo di 20 MTPA contrattualizzati entro il 2030). Parallelamente, l'azienda ha potenziato le attività di trading per rispondere alle esigenze dei principali Paesi internazionali. Tra le operazioni più rilevanti dell'anno:

- Accordo con Venture Global, società statunitense specializzata nello sviluppo di infrastrutture di liquefazione per la fornitura di 2 MTPA di GNL per 20 anni a partire dal 2030, anno di avvio della Fase 1 del progetto CP2 LNG in Louisiana. Tale accordo rappresenta la prima fornitura a lungo termine di GNL da parte di Eni negli Stati Uniti;
- Accordo con la società turca Botas per la vendita di circa 0,4 MTPA di GNL per 10 anni a partire dal 2028. L'intesa segue un contratto triennale firmato a settembre 2025 e rappresenta la prima fornitura di GNL a lungo termine di Eni alla Turchia;
- Accordo con la società thailandese Gulf Development Company per la fornitura di 0,8 MTPA di GNL per 10 anni a partire dal 2027 che sarà consegnato ai terminali di rigassificazione situati nel Paese. L'accordo, che rafforza la presenza di Eni in Asia, segue un contratto biennale stipulato nel 2024 e rappresenta la prima fornitura a lungo termine di GNL da parte di Eni alla Thailandia.

Nel 2025, i volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati pari a 43,92 miliardi di metri cubi, in calo di 7,13 miliardi (-14%) rispetto al 2024. Gli approvvigionamenti esteri, pari a circa l'89% del totale, si attestano a 38,73 miliardi di metri cubi, in calo di 4,66 miliardi (-10,7%) per minori volumi da Russia (-6,19 miliardi di metri cubi), Qatar (-1,76 miliardi di metri cubi), Libia (-0,45 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (-0,40 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati da maggiori acquisti in Regno Unito (+0,44 miliardi di metri cubi), Indonesia (+0,42 miliardi di metri cubi), Congo (+0,25 miliardi di metri cubi) e Norvegia (+0,22 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,19 miliardi di metri cubi) registrano un decremento del 32,2% rispetto all'anno precedente.

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE

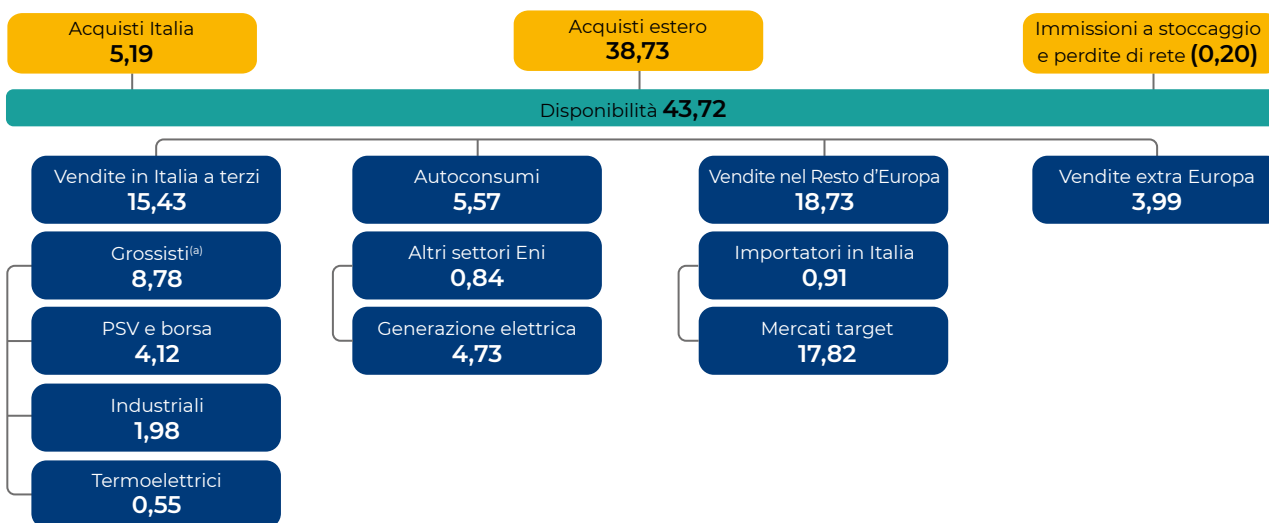




APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE

	(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023
Italia		5,19	7,66	5,71
Algeria (incluso il GNL)		10,72	10,70	12,06
Norvegia		7,10	6,88	6,49
Indonesia (GNL)		2,28	1,86	1,56
Regno Unito		1,67	1,23	1,42
Paesi Bassi		1,46	1,86	1,62
Qatar (GNL)		1,15	2,91	2,91
Libia		0,96	1,41	2,52
Congo (GNL)		0,70	0,45	0,00
Russia		0,00	6,19	6,16
Altri acquisti di gas naturale		4,66	6,80	5,89
Altri acquisti di GNL		8,03	3,10	3,71
ESTERO		38,73	43,39	44,34
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		43,92	51,05	50,05
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,20)	(0,09)	0,54
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		0,00	(0,08)	(0,08)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		43,72	50,88	50,51

DISPONIBILITÀ E VENDITA DI GAS NATURALE (miliardi metri cubi)



(a) Sono inclusi i volumi di gas commercializzati a Eni Plenitude.

Commercializzazione in Italia ed Europa

Nel 2025, il mercato italiano del gas ha registrato un incremento della domanda, pari a circa il 2% rispetto al 2024. Tale crescita è stata sostenuta dal recupero dei consumi gas nel settore elettrico, dovuto alla minore disponibilità di energia idroelettrica ed eolica e nel settore industriale, mentre si è osservata una lieve contrazione della domanda nel settore civile. Il mercato europeo del gas ha registrato un aumento della domanda di poco superiore al 2%, trainata principalmente dalle condizioni climatiche, dal minore contributo delle fonti rinnovabili, nonché dal maggiore ricorso al gas per la generazione elettrica. Tali incrementi sono stati in parte attenuati dal rallentamento dei consumi registrato nei mesi estivi.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

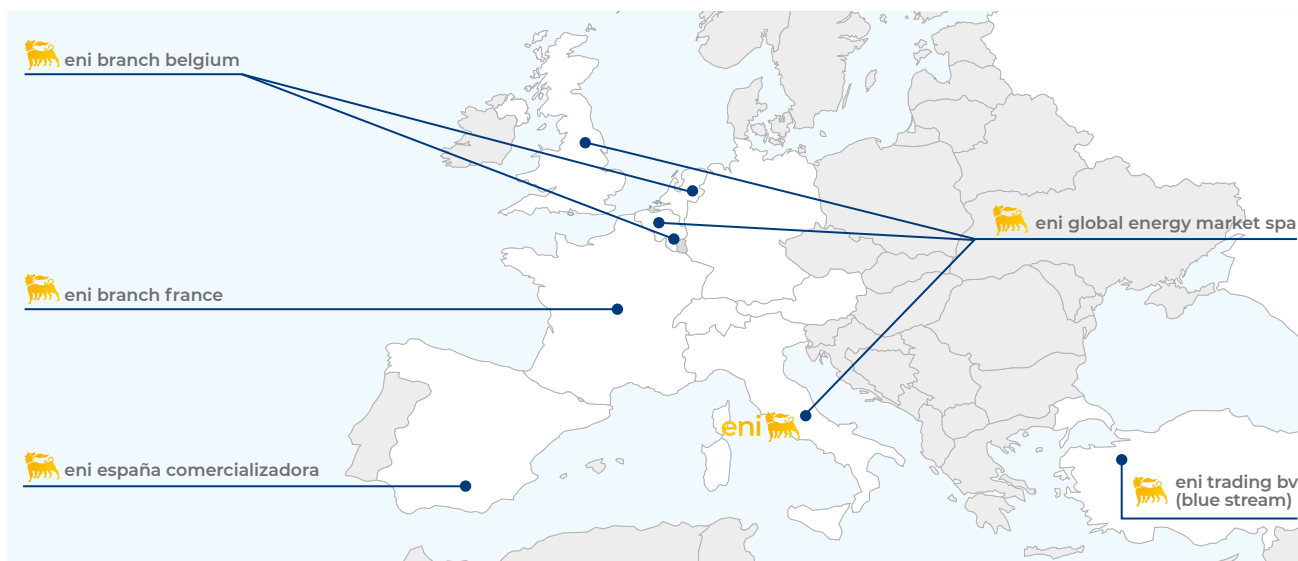
	(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023
ITALIA		21,00	24,40	24,40
Grossisti		8,78	11,01	10,71
PSV e borsa		4,12	5,94	6,28
Industriali		1,98	1,56	1,50
Termoelettrici		0,55	0,51	0,52
Autoconsumi		5,57	5,38	5,39
VENDITE INTERNAZIONALI		22,72	26,48	26,11
Resto d'Europa		18,73	23,40	23,84
Importatori in Italia		0,91	1,26	2,29
Mercati europei:		17,82	22,14	21,55
<i>Penisola Iberica</i>		3,58	3,18	2,75
<i>Germania/Austria</i>		3,47	4,35	3,35
<i>Benelux</i>		5,30	3,63	3,75
<i>Regno Unito</i>		1,67	1,23	1,42
<i>Turchia</i>		0,20	6,10	6,90
<i>Francia</i>		3,60	3,58	3,31
<i>Altro</i>		0,00	0,07	0,07
Mercati extra europei		3,99	3,08	2,27
TOTALE VENDITE GAS		43,72	50,88	50,51

Le vendite di gas naturale ammontano a 43,72 miliardi di metri cubi, riportando un calo di 7,16 miliardi di metri cubi (-14,1%). In Italia, le vendite (21,00 miliardi di metri cubi) si sono ridotte di 3,40 miliardi di metri cubi rispetto al 2024: i principali cali sono stati registrati presso il segmento grossisti e vendite all'hub, solo in parte compensati dall'aumento delle vendite al segmento industriale. I ritiri degli importatori in Italia sono diminuiti (0,91 miliardi; -0,35 miliardi rispetto al 2024) per la minore disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 17,82 miliardi di metri cubi sono in calo di 4,32 miliardi di metri cubi rispetto al 2024. Le minori vendite effettuate in Turchia, dovute alla risoluzione del contratto di vendita del gas tramite il Blue Stream alla fine del 2024 e in Germania sono state in parte compensate dagli aumenti delle vendite nei mercati del Benelux, del Regno Unito e della Penisola Iberica. Le vendite nei mercati extra europei pari a 3,99 miliardi di metri cubi hanno registrato una crescita del 29,5% rispetto al 2024 (+0,91 miliardi di metri cubi) a seguito dei maggiori volumi di GNL commercializzati nei mercati asiatici.

Di seguito è descritta la presenza Eni nei principali mercati europei:

PRESENZA GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO IN EUROPA





BENELUX

Eni è attiva in Benelux nei segmenti industriali e grossista. Nel 2025 le vendite ammontano a 5,30 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,67 miliardi di metri cubi rispetto al 2024 (pari a +46%) a seguito delle ottimizzazioni di portafoglio e delle maggiori vendite all'hub.

FRANCIA

Eni è presente in Francia in tutti i segmenti di mercato attraverso le proprie strutture commerciali dirette e le società Eni Gas & Power France SA ed EGEM. Nel 2025, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 3,60 miliardi di metri cubi (comprehensive delle vendite alle società del gruppo Plenitude) pressoché invariate rispetto al 2024.

GERMANIA/AUSTRIA

Eni nel 2025 ha venduto 3,47 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un decremento di 0,88 miliardi di metri cubi rispetto all'anno precedente per effetto delle minori ottimizzazioni di portafoglio.

SPAGNA

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale e grossista. Nel 2025, le vendite in Spagna sono state di 3,58 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,40 miliardi di metri cubi (+12,6%) rispetto al 2024, beneficiando delle maggiori vendite ai clienti grossisti ed industriali.

TURCHIA

Nel 2025, le vendite sono state pressoché azzerate (0,20 miliardi di metri cubi) a seguito della risoluzione del contratto di vendita del gas tramite il Blue Stream alla fine del 2024.

REGNO UNITO

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata EGEM (Eni Global Energy Market) che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2025, le vendite Eni sono state di 1,67 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,44 miliardi di metri cubi, pari al 35,8% rispetto al 2024 a seguito dell'incremento dei volumi venduti all'hub.

GNL

Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita.

A gennaio 2026, Eni ed i partner del progetto hanno annunciato il varo dello scafo della Coral North FLNG, in linea con il cronoprogramma del progetto. Coral North sarà il secondo impianto galleggiante di GNL di ultima generazione ad essere localizzato nelle acque del bacino di Rovuma, nell'offshore di Cabo Delgado, a nord del Mozambico, e metterà in produzione i volumi di gas provenienti dalla parte settentrionale del giacimento di Coral. L'impianto è dotato di una capacità di liquefazione produttiva di 3,6 MTPA e raddoppierà la produzione totale di GNL del Mozambico portandola a 7 MTPA.

Le vendite di GNL (12,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 23,5% rispetto al 2024 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dalla Nigeria, dall'Indonesia e dagli Stati Uniti e commercializzato in Europa e Asia.

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023
Europa		8,1	6,7	7,3
Extra Europa		4,0	3,1	2,3
Totale vendite di GNL		12,1	9,8	9,6

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Eni dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nordafricani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia, Libia e Russia.

Di seguito viene fornita una descrizione dei principali gasdotti:

- **il gasdotto TTPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri (due linee lunghe ciascuna 370 chilometri) e della capacità di trasporto al punto di consegna di Oued Saf Saf di 34,3 miliardi di metri cubi/anno. Dotato di cinque stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, alla frontiera algerina, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, dove si connette con il gasdotto TMPC;
- **il gasdotto TMPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 775 chilometri (cinque linee lunghe ciascuna 155 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia;
- **il gasdotto GreenStream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, composto da una linea di 516 chilometri, realizza l'attraversamento sottomarino del Mar Mediterraneo collegando l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, punto di ingresso nella rete nazionale di gasdotti. La capacità originaria del gasdotto ammonta a circa 11,5 miliardi di metri cubi/anno;
- **il gasdotto sottomarino Blue Stream** che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Posato a profondità record (oltre 2.150 metri), il gasdotto sviluppa complessivamente 774 chilometri su due linee e ha una capacità di trasporto di 16 miliardi di metri cubi/anno.

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Tratta	Linee (n.)	Lunghezza complessiva (km)	Diametro (pollici)	Capacità di trasporto ^(a) (mld mc/a)
TTPC (Oued Saf Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,3
TMPC (Cap Bon-Mazara del Vallo)	5 linee da 155 km	775	20/26	33,5
GreenStream (Mellitah-Gela)	1 linea da 516 km	516	32	11,5
Blue Stream (Beregovaya-Samsun)	2 linee da 387 km	774	24	16,0

(a) Comprende sia la capacità di transito sia il quantitativo destinato ai mercati locali e prelevato in vari punti lungo il gasdotto.

POWER

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Enipower (Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano). Al 31 dicembre 2025, la potenza installata in esercizio è di 4,9 gigawatt. Nel 2025, la produzione di energia elettrica è stata di 20,53 TWh, in aumento di 0,37 TWh rispetto al 2024. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 7,04 TWh di energia elettrica (+0,65 TWh rispetto al 2024).

GENERAZIONE ELETTRICA

		2025	2024	2023
Acquisti				
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.204	4.078	4.144
Altri combustibili	(migliaia di tep)	40	139	156
<i>di cui: steam cracking</i>		17	71	85
Produzioni				
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,53	20,16	20,66
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	5.867	6.761	6.981
Totale capacità installata (100%)	(GW)	4,9	4,9	4,9



Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 27,57 TWh registrano un incremento del 3,8%, a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso il mercato libero (+0,74 TWh) e Borsa elettrica (+0,40 TWh).

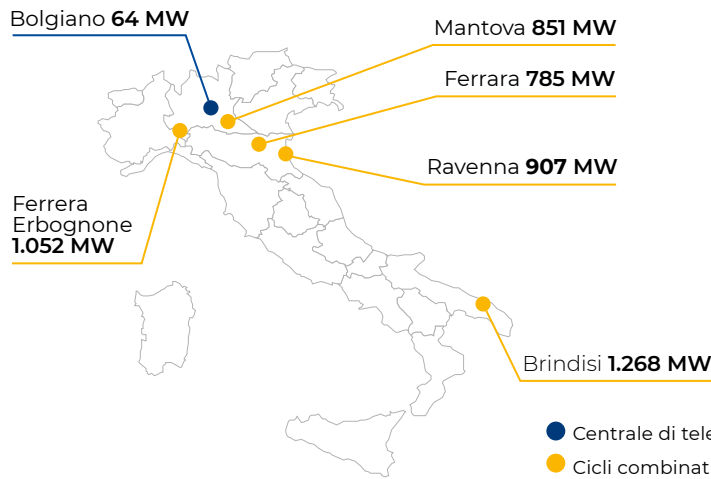
VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2025	2024	2023
Produzione di energia elettrica		20,53	20,16	20,66
Acquisti di energia elettrica ^(a)		7,04	6,39	6,64
Disponibilità		27,57	26,55	27,30
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi^(b)		27,57	26,55	27,30
<i>di cui vendite a terzi</i>		<i>19,78</i>	<i>18,86</i>	<i>17,89</i>

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

(b) Include vendite intercompany.

CENTRALI E STABILIMENTI ENIPOWER IN ITALIA



Capacità installata al 31 dicembre 2025:
4,9 GW (100% capacità totale installata)

La tecnologia del ciclo combinato con alimentazione a gas naturale (CCGT/OCGT) impiegata da Eni consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale.

Centrali elettriche	Capacità installata ^(a) al 31/12/2025 (MW)	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Brindisi	1.268	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	1.052	2004	CCGT	Gas/syngas
Mantova	851	2005	CCGT	Gas
Ravenna	907	2004/2024	CCGT/OCGT	Gas
Ferrara	785	2008	CCGT	Gas
Bolgiano	64	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici ^(b)	0,2	2011-2014	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	4.926			

(a) Capacità installata e in esercizio al 100%.

(b) Impianti gestiti da Enipower Mantova.

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
GGP		16	20	16
Mercato		14	16	13
Italia				
Estero		14	16	13
Trasporto internazionale		2	4	3
POWER		93	90	103
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		109	110	119

Enilive e Plenitude



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2025	2024	2023
Enilive				
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,50	0,76	1,38
<i>di cui: dipendenti</i>		0,20	0,97	2,02
<i>contrattisti</i>		0,78	0,57	0,74
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	3.174	3.111	3.202
<i>di cui all'estero</i>		1.172	1.150	1.315
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,6	0,5	0,5
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	19.120	21.139	21.780
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		499	282	585
Utile operativo proforma adjusted		637	539	738
Utile (perdita) netto adjusted		456	358	516
Investimenti tecnici		468	416	428
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	1.157	1.115	866
Produzioni vendute di biocarburanti certificati		925	982	635
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,65	1,65
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,81	7,70	7,52
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.294	5.254	5.267
Plenitude				
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,17	0,19	1,09
<i>di cui: dipendenti</i>		0,00	0,23	0,25
<i>contrattisti</i>		0,85	0,00	3,36
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	2.890	2.788	2.557
<i>di cui all'estero</i>		955	922	788
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,003	0,004	0,005
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	10.168	10.179	11.102
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		153	1.307	(659)
Utile operativo proforma adjusted		571	604	515
Utile (perdita) netto adjusted		346	366	293
Investimenti tecnici		764	887	636
Vendite gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	5,29	5,51	6,06
Vendite energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	18,63	18,28	17,98
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di PDR)	9,95	10,03	10,11
Punti di ricarica veicoli elettrici	(migliaia)	22,8	21,3	19,0
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	5,6	4,7	4,0
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	5,8	4,1	3,0

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.
 (b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.



Il settore Enilive e Plenitude opera nella bioraffinazione, nella vendita retail di prodotti per la mobilità sostenibile, nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella mobilità elettrica, in sinergia con le tradizionali attività di vendita retail di commodity energetiche, servizi, energia e carburanti.

ENILIVE

Enilive produce biocarburanti liquidi avanzati (HVO e SAF) a partire da feedstock sostenibili, presso le bioraffinerie di Venezia e Gela, in Italia, e di Chalmette negli Stati Uniti (JV in cui Enilive detiene una partecipazione del 50%). Enilive è inoltre attiva nella smart mobility, attraverso il car sharing Enjoy. Il business comprende inoltre la commercializzazione e distribuzione dei principali vettori energetici per la mobilità tramite oltre 5.000 Enilive Station in Europa, con un'ampia offerta di carburanti e prodotti tra cui: carburanti di natura biogenica come l'HVO (Hydrogenated Vegetable Oil), il bio-GPL e il biometano, nonché l'idrogeno e l'elettrico, oltre ad altri prodotti come i bitumi, i lubrificanti e i combustibili.

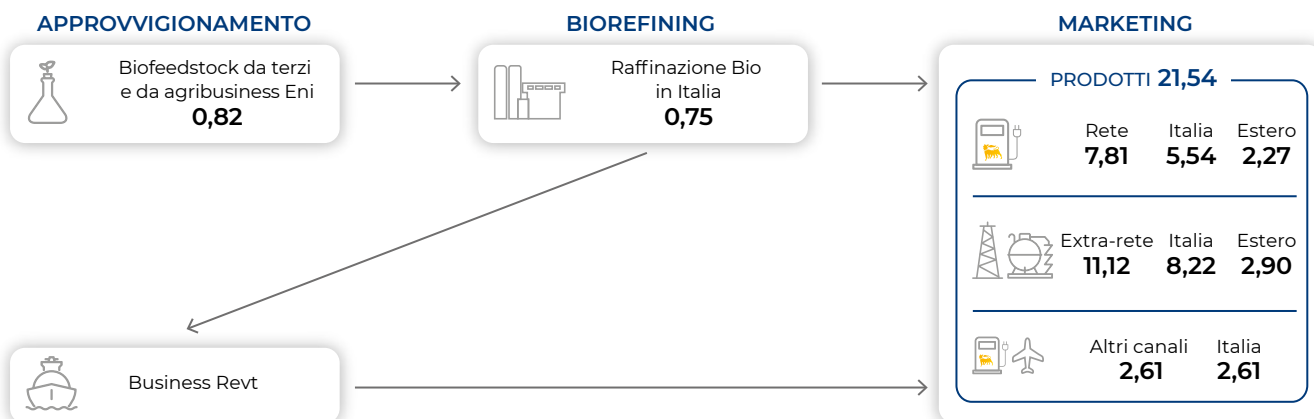
Enilive ha l'obiettivo di fornire servizi e prodotti progressivamente decarbonizzati per la transizione energetica, accelerando il percorso verso la riduzione delle emissioni lungo il loro intero ciclo di vita. La rete di stazioni Enilive supporta inoltre ulteriori servizi di mobilità, tra cui la ristorazione, attraverso la collaborazione con l'Accademia Niko Romito e l'apertura dei ristoranti "ALT Stazione del Gusto", i negozi di prossimità e numerosi servizi a supporto delle persone in movimento, come i punti Telepass, le auto Enjoy, il pagamento dei bollettini postali e gli Amazon Locker. Il business si occupa anche della commercializzazione sul mercato extrarete, costituito prevalentemente da rivenditori, imprese industriali, società di servizi, Enti pubblici e le imprese municipalizzate, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca; tra le altre vendite effettuate dal business rilevano per lo più quelle verso le altre oil companies.

Valorizzazione e sviluppo del business

Nel 2025, Eni ha compiuto un ulteriore passo nella valorizzazione di Enilive, rafforzando la partnership con KKR. Ad aprile, a seguito dell'accordo annunciato a febbraio e approvato dalle autorità competenti, KKR ha incrementato la propria partecipazione in Enilive al 30% attraverso l'acquisto di un ulteriore 5% del capitale sociale per circa €601 milioni.

L'operazione conferma una valutazione post-money di €11,75 miliardi in termini di equity value per il 100% di Enilive e ha generato per Eni un incasso complessivo di €3,6 miliardi, comprensivo di un aumento di capitale da €500 milioni destinato a sostenere il piano di sviluppo della società.

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI^(a)



(a) I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono al 2025.

FEEDSTOCK

Oli di cottura usati, grassi animali, scarti e residui dell'agro-industry, altri oli vegetali

Integrazione verticale per garantire sicurezza dell'approvvigionamento di materie prime e resilienza contro la volatilità del mercato

PRODUZIONE

Secondi in Europa per capacità di bioraffinazione
Tecnologia Ecofining™ proprietaria
Bioraffineria Venezia in funzione
Bioraffineria Gela in funzione (avviata produzione SAF)
+
Chalmette (USA) in funzione
+
Bioraffineria di Livorno (in costruzione)
+
Pengerang (Malesia) (in costruzione)
+
Daesan/Seosan (Corea del Sud) (in costruzione)
+
Annunciate bioraffinerie di Priolo e Sannazzaro

MOBILITÀ MIGLIORATA

Offerta di carburanti tradizionali
+
HVO diesel, SAF-biojet, HVO Nafta, Bio GPL, biometano (Bio GNC - Bio GNL), idrogeno, rete di ricarica EV hyperfast

Servizi on-the-go: non fuel per privati, alimentari/minimarket, servizi per la mobilità, servizi per le persone

Piattaforma digitale

Car sharing

Unione di praticità e tecnologia per fornire una più ampia gamma di servizi ed esperienze

ENILIVE STATION OLTRE LA MOBILITÀ

CARBURANTI ALTERNATIVI



HVOlution
biometano (Bio GNC-Bio GNL)
Bio GPL
Idrogeno

SMART MOBILITY



Enjoy



EniParking



Rete di ricarica EV hyperfast

SERVIZI FOOD



Enilive Café



Enilive Café & Shop



Enilive Shop



ALT Stazione del gusto

SERVIZI



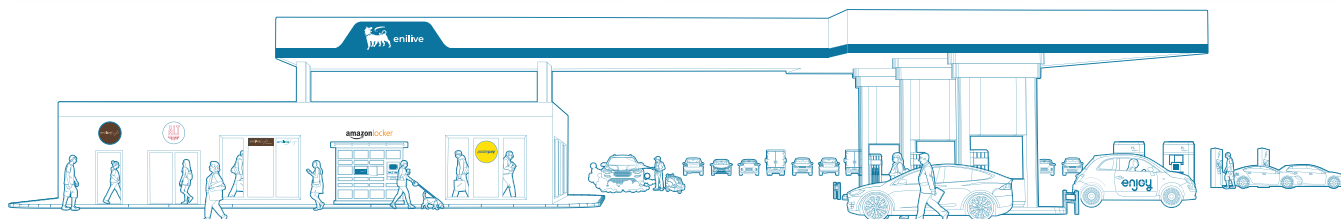
Amazon Hub Lockers



Posteitaliane



Telepass point



Bioraffinazione

Eni, in Italia, ha riconvertito i siti di Venezia e Gela in moderne bioraffinerie, con una capacità installata di 1,10 milioni di tonnellate/anno, in grado di produrre diesel a minore contenuto carbonico attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™ sviluppata in collaborazione con Honeywell, che permette di lavorare feedstock, scarti e residui quali oli usati da cucina e grassi animali, nel rispetto dei vincoli normativi in termini di riduzione delle emissioni di GHG lungo tutto il ciclo di vita del prodotto. Considerando il contributo della bioraffineria di Chalmette la capacità installata totale è pari a 1,65 milioni di tonnellate/anno.

Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 0,4 milioni di tonnellate/anno, in grado di trasformare biofeedstock (sia olio vegetale che rifiuti e residui) in biocarburanti, sfruttando la tecnologia Eni (Ecofining™). Entro il 2027, la capacità è attesa raggiungere 0,6 milioni di tonnellate/anno, grazie alla produzione di biocarburante per l'aviazione (SAF).

Gela: nel 2020 è stata raggiunta la piena operatività grazie all'applicazione della tecnologia di conversione Ecofining™. A marzo 2021 è stata avviata l'Unità di Trattamento Biomasse (BTU) per ampliare la gamma di materie prime da trattare da parte dell'impianto, consentendo la sostituzione dell'olio di palma con materie prime più sostenibili. Nel gennaio 2025, la bioraffineria ha avviato la produzione di carburante sostenibile per l'aviazione (SAF) con una capacità di 0,4 milioni di tonnellate/anno.

Chalmette: Enilive e PBF Energy Inc. (PBF), dal giugno 2023, detengono una partecipazione del 50% nella joint venture St. Bernard Renewables LLC (SBR), che opera una bioraffineria situata presso Chalmette in Louisiana (USA). La bioraffineria è dotata di un impianto di pre-trattamento



ed ha una capacità di lavorazione di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno, tramite l'utilizzo della tecnologia proprietaria Ecofining™. La bioraffineria produce principalmente HVO diesel.

Nel 2025, Eni ha proseguito il percorso di innovazione per rispondere alla crescente domanda di soluzioni energetiche competitive e accessibili, attraverso iniziative che rafforzano la leadership di Eni nella bioraffinazione e accelerano la transizione verso carburanti sostenibili per il trasporto aereo e su strada. Tra i principali traguardi:

- Corea del Sud: avviata la costruzione del primo impianto per la produzione di HVO e SAF attraverso la joint venture LG-Eni BioRefining. L'impianto, operativo nel 2027, tratterà circa 400 mila tonnellate annue di materie prime biogeniche sostenibili.
- Italia: avviato l'iter per la trasformazione della raffineria di Sannazzaro in bioraffineria con la riconversione dell'impianto Hydrocracker con la tecnologia Ecofining™ e la costruzione di un'unità per il pretrattamento di scarti e residui per la produzione di biocarburanti HVO. L'impianto, con capacità di 550 mila tonnellate annue e tecnologia Ecofining™, produrrà SAF-biojet e HVO diesel.
- Malesia: avviato il cantiere per la bioraffineria di Pengerang in Malesia, in joint venture con Petronas ed Euglena. L'impianto, operativo entro il 2028, avrà una capacità di lavorazione di 650 mila tonnellate annue di materie prime rinnovabili per la produzione di SAF-biojet, HVO diesel e bionafta.

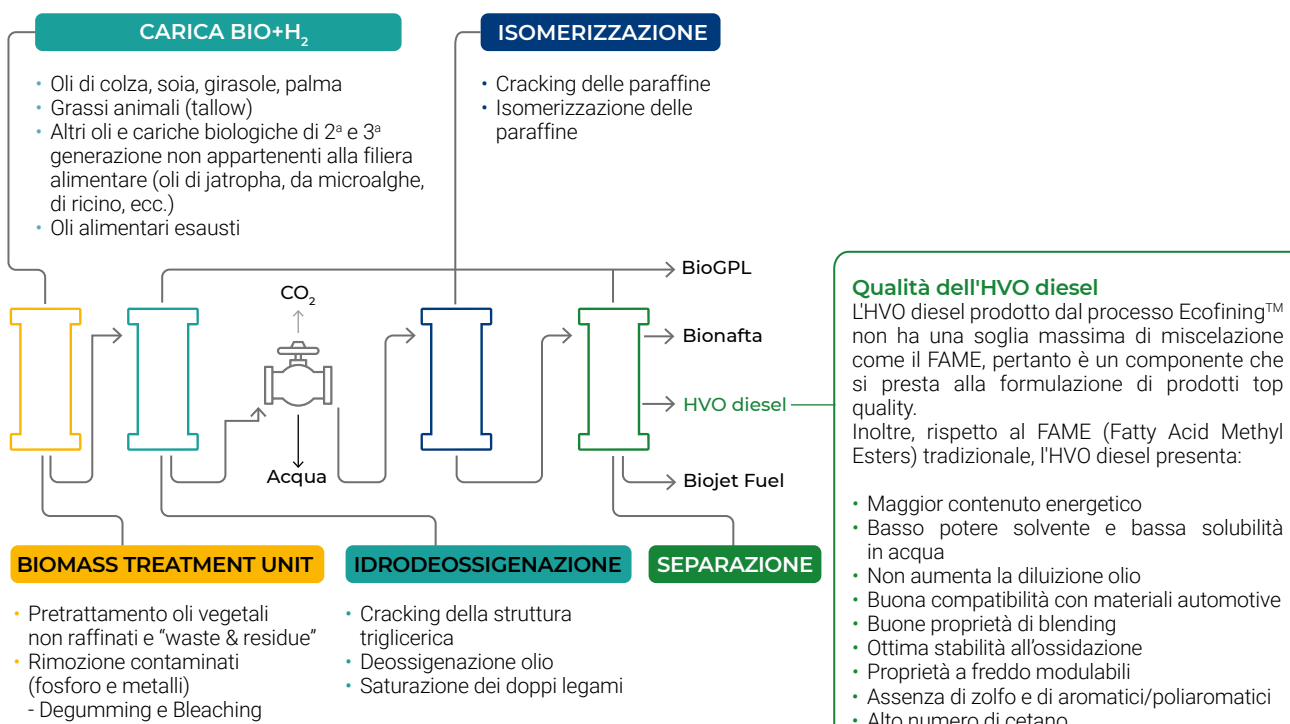
A supporto dello sviluppo del business della bioraffinazione, Eni ha siglato accordi strategici con Saipem per la costruzione e riconversione di bioraffinerie e ha ottenuto un finanziamento da €500 milioni dalla BEI per la trasformazione del sito di Livorno, attraverso la realizzazione di impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati, un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche e un impianto Ecofining™ con capacità di 500 mila tonnellate annue.

A febbraio 2026, Eni ha annunciato con Q8 Italia un rilevante investimento strategico nel progetto per la costruzione di una nuova bioraffineria a Priolo, in linea con il piano di trasformazione del sito Versalis. La bioraffineria di Priolo avrà una capacità attesa pari a 500 mila tonnellate/anno e un'ampia flessibilità operativa per la produzione HVO-diesel o di SAF-biojet. La conclusione dell'iter autorizzativo e l'inizio dei lavori di costruzione sono previsti entro la fine del 2028.

I volumi di bio feedstock processati sono pari a 1.157 mila tonnellate in aumento del 4% rispetto al 2024 (+42 mila tonnellate). Tale incremento riflette le maggiori lavorazioni presso le bioraffinerie di Venezia e Gela a seguito dell'impatto nell'esercizio 2024 delle attività di manutenzione pianificate. L'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio diesel è pari a zero grazie all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela che ha consentito di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare.

Nel 2025 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per circa 925 mila tonnellate secondo le certificazioni in uso (Direttive Europee RED e correlate), in riduzione del 5,8% rispetto all'esercizio precedente.

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI



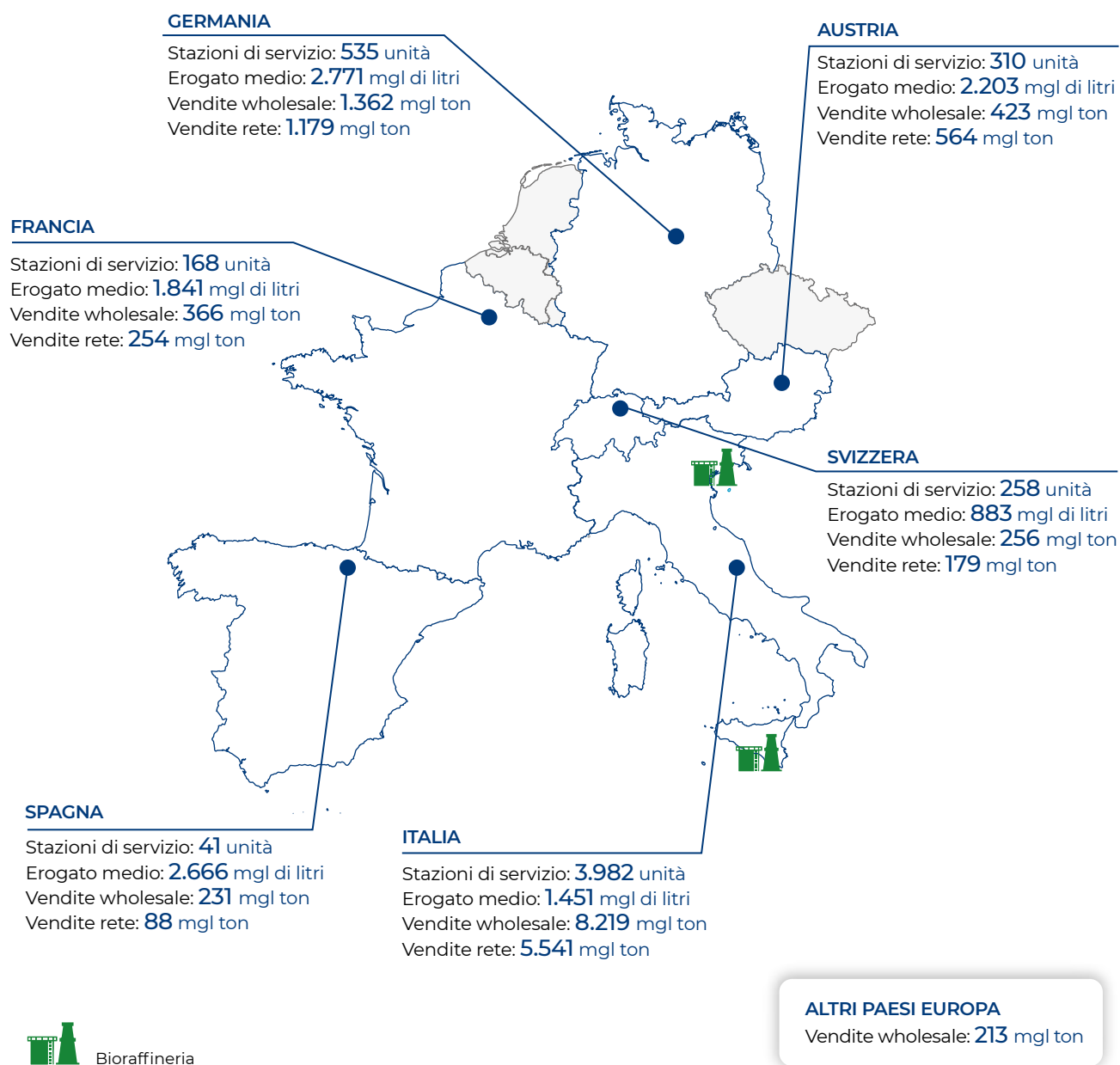
Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,54 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2024 (+0,14 milioni di tonnellate, 2,6%) beneficiando dei maggiori volumi di benzine e gasolio commercializzati. L'erogato medio (1.451 mila litri) è diminuito di 6 mila litri rispetto al 2024 (1.457 mila litri).

Al 31 dicembre 2025 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 3.982 stazioni di servizio con un incremento di 57 unità rispetto al 31 dicembre 2024 (3.925 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (+62 unità), in parte compensato dalle chiusure registrate sulla rete di proprietà e quella in affitto (-5 unità).

LE STAZIONI DI SERVIZIO ENILIVE IN EUROPA

(rilevazione al 31.12.2025)





Vendite rete estero

Le vendite rete effettuate all'estero sono pari a 2,27 milioni di tonnellate in leggera riduzione (-1,3%) rispetto al 2024, a seguito dei minori volumi venduti principalmente in Austria, Germania, Francia e Svizzera, che sono stati solo in parte compensati dalla migliore performance registrata presso la rete di distribuzione in Spagna a seguito dell'acquisizione delle stazioni di servizio di Aten Oil S.L.U., acquisite il 31 maggio 2024.

Al 31 dicembre 2025 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.312 stazioni di servizio e si riduce di 17 unità rispetto al 31 dicembre 2024 (1.329 stazioni) principalmente a seguito della riduzione dei distributori in Austria e Svizzera.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel mercato extrarete, Enilive commercializza carburanti e combustibili: HVO diesel, GPL, nafta, benzina, gasolio, jet fuel, lubrificanti, oli combustibili e bitumi. I clienti sono i rivenditori, le imprese industriali, le società di servizi, gli Enti pubblici e le imprese municipalizzate e i consumatori finali (trasportatori, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca, ecc.). Enilive mette al servizio della clientela la propria esperienza nel campo dei carburanti e dei combustibili con una gamma di prodotti che copre tutte le esigenze del mercato. L'assistenza ai clienti e la distribuzione dei prodotti sono assicurate dalla capillare organizzazione commerciale e logistica presente su tutto il territorio nazionale articolata in una struttura diretta (uffici territoriali vendite) e una rete indiretta di agenti e rivenditori/concessionari.

Le vendite extrarete in Italia pari a 8,22 milioni di tonnellate sono diminuite del 17% rispetto al 2024, per effetto della minore disponibilità di prodotto in specifiche aree geografiche del Nord Italia. Le vendite extrarete all'estero, pari a 2,90 milioni di tonnellate, sono aumentate del 1,4% rispetto al 2024, in particolare in Francia ed Austria in parte bilanciate dalla riduzione in Germania e Svizzera. Le altre vendite in Italia (2,61 milioni di tonnellate) sono in aumento di 0,34 milioni di tonnellate.

L'attività di commercializzazione del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione di Eni e Enilive (bio-GPL), dall'importazione di prodotto attraverso i 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna e dalla rete logistica Eni. L'attività di imbottigliamento è gestita tramite contratti quinquennali di tolling presso impianti di terzi o presso impianti gestiti in joint venture da Eni. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotrazione.

Enilive gestisce 3 impianti per la produzione di lubrificanti finiti in Spagna, Germania ed Estremo Oriente uno dei quali in compartecipazione. Con una gamma di prodotti composta da oltre 650 miscele differenti, Enilive vanta un know-how tra i più elevati in campo internazionale nella formulazione di prodotti destinati sia all'autotrazione (oli motore, fluidi speciali e oli trasmissione) sia all'industria (lubrificanti per impianti idraulici, ingranaggi, macchine industriali e lavorazione dei metalli).

In Italia, Enilive SpA è attiva anche nella commercializzazione di additivi, prodotti nello stabilimento per la produzione di additivi per lubrificanti di Eni Industrial Evolution SpA presso Robassomero (TO).

Enilive distribuisce i propri prodotti in più di 80 Paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

Smart mobility

Enjoy, servizio di car sharing free floating lanciato nel 2014, ha evoluto il proprio modello introducendo nel 2024 la modalità di noleggio Station Based, attualmente unica formula disponibile. Oggi è possibile noleggiare un veicolo in condivisione nelle principali città italiane e in oltre 80 comuni, grazie agli oltre 150 Enjoy Point presenti nelle Enilive Station e nei principali hub di mobilità nazionali, come parcheggi di stazioni ferroviarie e aeroporti. L'esperienza di noleggio è completamente digitale e disponibile H24: il cliente può registrarsi, prenotare fino a 24 ore prima, ritirare e riconsegnare il veicolo presso un Enjoy Point. La tariffa include carburante e fino a 150 km di percorrenza giornaliera.

Enilive, attraverso ALT Stazione del Gusto in collaborazione con Accademia Niko Romito, conferma l'impegno nel proseguire il percorso di rinnovo e ampliamento dell'offerta di servizi nella rete dei suoi oltre 5.000 punti vendita in Europa, trasformando le stazioni Enilive in "mobility point" in grado di soddisfare un numero sempre maggiore di esigenze delle persone in movimento. La partnership prevede un piano di sviluppo anche tramite franchising con l'obiettivo di raggiungere 100 aperture nel prossimo quadriennio.

Mobilità sostenibile

Nel 2025, nell'ambito dello sviluppo e della diffusione dell'HVO diesel – biocarburante prodotto al 100% da materie prime rinnovabili e già disponibile per contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti – Enilive ha sottoscritto con BMW Italia una Lettera d'Intenti (LOI) finalizzata allo sviluppo di iniziative congiunte a supporto della transizione energetica del trasporto su strada.

L'accordo si articola su tre pilastri: il sostegno ad una mobilità sostenibile fondata sul principio della neutralità tecnologica e sulla complementarità dei diversi vettori energetici; lo sviluppo di nuove soluzioni nell'ambito dei biocarburanti; il potenziamento dell'infrastruttura per la mobilità elettrica, anche attraverso l'individuazione di potenziali aree per l'installazione di nuovi hub di ricarica "On the Road" di Plenitude, con



l'obiettivo di offrire alla clientela BMW una rete sempre più capillare. L'intesa prevede inoltre l'avvio di un potenziale test dell'HVO di Enilive sui motori diesel BMW, nonché lo sviluppo di campagne congiunte di marketing e di iniziative a supporto della rete di ricarica elettrica in collaborazione con Plenitude.

Sempre nell'ambito dell'offerta a sostegno di una mobilità più sostenibile, a ottobre 2025 Enilive ha reso disponibile il biocarburante HVO diesel per la marina, presso i porti di Genova e Ravenna, con consegne dirette dal deposito alle navi, nell'ambito di accordi di fornitura con primari operatori del settore shipping. Enilive prevede di estendere la disponibilità del servizio, nella stessa modalità, anche al porto di Venezia. Infine, a marzo 2026, Enilive ha esteso la sua collaborazione con Itabus, la cui flotta dei veicoli viaggia con il diesel HVOlution. La collaborazione tra Enilive ed Itabus è iniziata nel 2021 con la sperimentazione e introduzione sui primi mezzi del diesel HVOlution.

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI

	(milioni di tonnellate)	2025	2024	2023
Rete		5,54	5,40	5,32
Extrarrete		8,22	9,90	9,83
Altre vendite		2,61	2,27	2,71
Vendite in Italia		16,37	17,57	17,86
Rete		2,27	2,30	2,20
Extrarrete		2,90	2,86	2,73
Vendite all'estero		5,17	5,16	4,93
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		21,54	22,73	22,79

EROGATO MEDIO

	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2025	2024	2023
Italia		1.451	1.457	1.479
Germania		2.771	2.818	2.778
Francia		1.841	1.885	1.930
Austria/Svizzera		1.603	1.656	1.697
Spagna		2.666	2.113	2.500
Erogato medio complessivo		1.623	1.638	1.645

STAZIONI DI SERVIZIO

	(numero)	2025	2024	2023
Italia		3.982	3.925	3.976
Impianti ordinari		3.876	3.819	3.868
Impianti autostradali		106	106	108
Esteri		1.312	1.329	1.291
Germania		535	535	527
Francia		168	168	157
Austria/Svizzera		568	586	590
Spagna		41	40	17

BIORAFFINERIE

	Quota di partecipazione %	Capacità (2025) (mln t/a)	Lavorazioni (2025) (mln t/a)
Interamente possedute			
Venezia	100	0,40	0,23
Gela	100	0,70	0,52
Partecipate in quota			
Chalmette	50	0,55	0,41
Totale		1,65	1,16



PLENITUDE

Tramite Plenitude, Eni è attiva nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi per la clientela retail e business, nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché nel business della mobilità elettrica.

Paese di presenza	RENEWABLES			RETAIL Clienti (mln pdf)	MOBILITÀ ELETTRICA Punti di ricarica installati veicoli elettrici (numero)
	GW ^(a)	Capacità installata Tecnologia			
Italia	~1,1	● ● ●		7,9	21.267
Francia	~0,9	● ● ●		1,0	624
Penisola Iberica	~1,6	● ●		0,5	144
USA	~1,7	● ● ●			
Regno Unito	~0,2		●		
Altri	~0,3	● ● ●		0,6	723
TOTALE	~5,8			10,0	22.758

● Fotovoltaico
● Eolico onshore
● Eolico offshore
● Storage

(a) Dati al 31 dicembre 2025 (asset installati).

Valorizzazione e sviluppo del business

A conferma della strategia finalizzata alla valorizzazione delle società satellite attive nei business della transizione energetica, attraverso l'ingresso di partner strategici e capitali allineati che supportano i loro piani di sviluppo, nel mese di novembre Eni, a valle dell'approvazione dell'operazione da parte delle autorità competenti, ha annunciato il perfezionamento della cessione di una partecipazione pari al 20% del capitale sociale di Eni Plenitude SpA Società Benefit ai fondi Ares Alternative Credit, affiliati ad Ares Management Corporation. Con questa operazione, basata su un equity value di Plenitude pari a €10 miliardi e un enterprise value di oltre €12 miliardi, Eni ha incassato €2 miliardi. A marzo 2026, Eni ha avviato una riorganizzazione dell'assetto azionario di Plenitude, che coinvolge gli azionisti di minoranza Ares Alternative Credit ed Energy Infrastructure Partners, con l'obiettivo di istituire un nuovo quadro di governance basato sul controllo congiunto tra Eni e Ares, che, una volta completato, comporterà il deconsolidamento di Plenitude dal bilancio consolidato di Eni. L'operazione prevede un aumento di capitale non proporzionale da sottoscrivere da parte degli azionisti per un importo di circa €1,5 miliardi, di cui almeno €1 miliardo da Ares, sulla base di una valutazione del 100% dell'equity Plenitude pari a €10,75 miliardi (e di un valore d'impresa implicito di €13,1 miliardi). L'operazione è soggetta all'approvazione delle autorità competenti.

Nell'ambito delle partnership volte a contribuire alla sicurezza dei canali di approvvigionamento, Plenitude ha sottoscritto con Methagora, sviluppatore di soluzioni per il biometano e fornitore di gas, un accordo che le consentirà di approvvigionarsi in Francia di 50 GWh/a di biometano per un periodo di 15 anni. Nell'ambito della partnership, Methagora venderà a Plenitude biometano proveniente da diverse aree agricole in Francia.

Retail

Plenitude è presente, direttamente o attraverso società controllate nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi in Italia, Francia, Grecia, Penisola Iberica e Slovenia (dove tramite la controllata Adriaplin, opera anche nel settore della distribuzione di gas naturale). Plenitude, inoltre, offre alla clientela retail e business servizi extracommodity nell'ambito dell'efficienza energetica, con un'offerta commerciale ricca di soluzioni integrate, innovative e ad elevato valore aggiunto, focalizzate principalmente sul segmento delle piccole e medie imprese e su quello dei condomini.

Plenitude opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas e di energia elettrica, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo.

Al 31 dicembre 2025, Plenitude rifornisce circa 10 milioni di clienti gas e luce, in Italia (8 milioni) e nel resto d'Europa (2 milioni).

Sviluppi di business e di portafoglio

Plenitude ha arricchito il proprio portafoglio di soluzioni rivolto ai clienti residenziali con il servizio Fibra, fornendo una connessione Internet ultra-veloce e affidabile. Il servizio fibra di Plenitude verrà progressivamente esteso sul territorio nazionale italiano. Plenitude Fibra si aggiunge a tutta una serie di servizi per la casa offerti dalla Società, quali installazione di impianti fotovoltaici, prodotti ad alta efficienza energetica (climatizzatori, pompe di calore, scaldia acqua, caldaie), soluzioni di ricarica per la mobilità elettrica (wallbox) e un'ampia gamma di polizze assicurative.

Ad aprile 2026, Plenitude ha completato l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Acea Energia SpA e del 50% del capitale sociale di Umbria Energy SpA. Tramite questa operazione, che fa seguito all'accordo vincolante firmato nel dicembre 2025, Plenitude ha acquisito circa 1,2 milioni di clienti, in linea con l'obiettivo di 11,5 milioni di clienti da conseguire entro la fine del 2026.



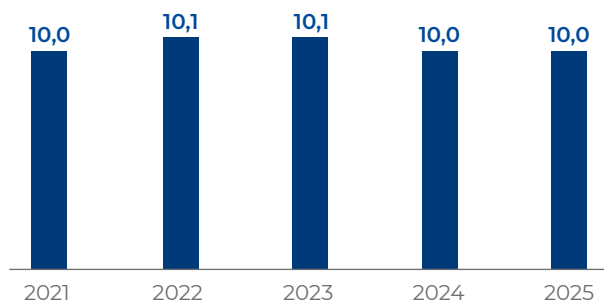
Nel 2025, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa di 5,29 miliardi di metri cubi hanno evidenziato una riduzione di 0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 2024, pari al 4%. Le vendite in Italia di 3,64 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del 5% rispetto al 2024 risentendo principalmente della riduzione della base clienti. Le vendite sui mercati europei di 1,65 miliardi di metri cubi (in riduzione dell'1,8%, pari a 0,03 miliardi di metri cubi rispetto al 2024) riflettono essenzialmente i minori volumi commercializzati in Francia.

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 18,63 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna, registrano un aumento del 2% rispetto al 2024, dovuto in particolare ai maggiori volumi venduti sul mercato retail e all'incremento del portafoglio clienti power all'estero.

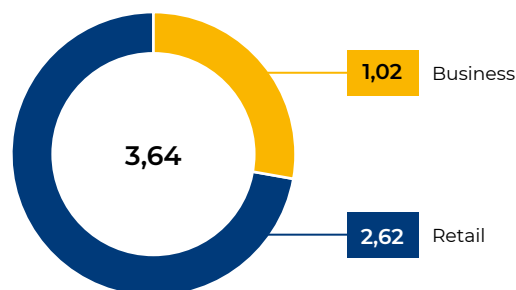
VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023
ITALIA		3,64	3,83	4,11
Retail		2,62	2,71	2,91
Business		1,02	1,12	1,20
VENDITE INTERNAZIONALI		1,65	1,68	1,95
Mercati europei:				
Francia		1,22	1,29	1,54
Grecia		0,30	0,26	0,26
Altro		0,13	0,13	0,15
TOTALE VENDITE RETAIL GAS		5,29	5,51	6,06

CLIENTI GAS E LUCE RETAIL E BUSINESS (MLN DI PDF)



VENDITE GAS IN ITALIA (MLD MC)



Renewables

Plenitude è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) ed è impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Gli obiettivi in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello nazionale e internazionale.

I principali avvii produttivi raggiunti nel corso del 2025 hanno riguardato:

- il blocco nord dell'impianto fotovoltaico di Renopool nella regione dell'Estremadura in Spagna, per una capacità installata di 130 MW, che rappresenta il più grande parco solare realizzato dalla Società a livello globale ed è 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, produrrà oltre 265 GWh all'anno;
- un nuovo impianto fotovoltaico da 50 MW in Kazakistan. L'impianto è parte di un progetto innovativo guidato da Plenitude e KazMunayGas (KMG), il primo su larga scala, per la realizzazione di una centrale elettrica ibrida da 247 MW, che integrerà la produzione di energia da fonte solare, eolica e a gas;
- l'impianto solare di Caparacena, in Spagna, da 150 MW, raggiungendo una capacità installata complessiva in Spagna pari a circa 1.5 GW.

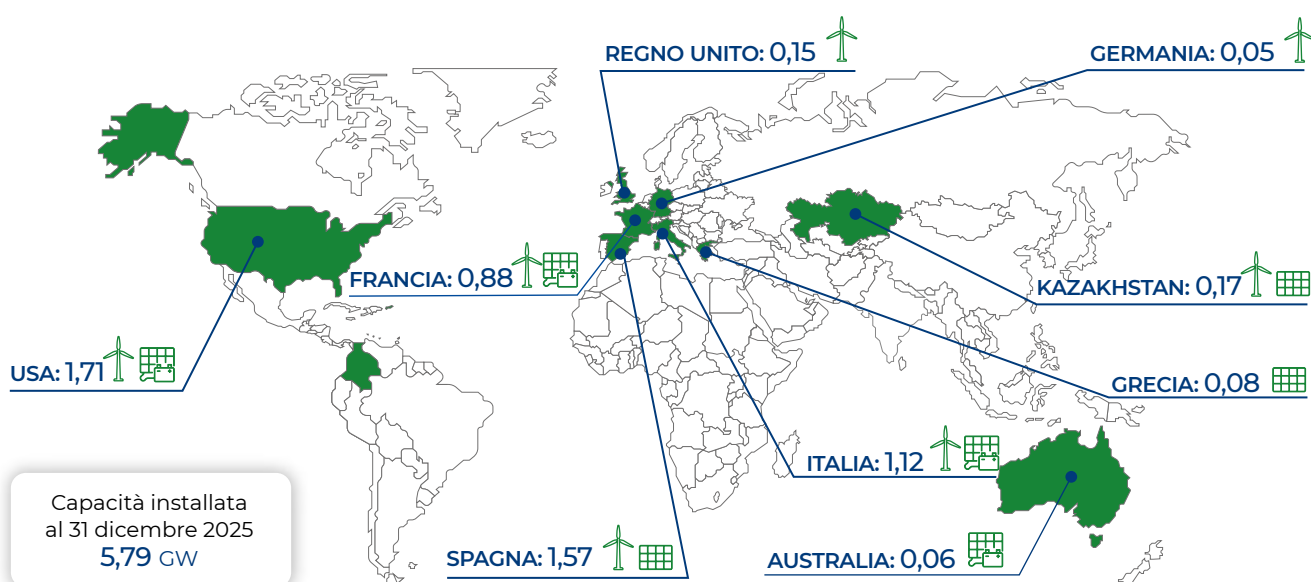


Inoltre, in Spagna, a marzo, Plenitude ha avviato la costruzione di un nuovo impianto solare da 90 MW nella località di Fortuna, nella regione di Murcia, nonché, a luglio, del nuovo progetto fotovoltaico da 200 MW di Entrenúcleos situato in Andalusia (Siviglia).

A conferma della crescita nei mercati internazionali, nel mese di novembre Plenitude ha firmato un accordo per l'acquisizione da Neoen di un portafoglio di 52 asset in esercizio di cui 37 impianti fotovoltaici, 14 eolici ed una batteria in esercizio per un totale di circa 760 MW di capacità installata, dislocati su tutto il territorio francese. Gli asset producono circa 1,1 TWh annui di energia elettrica. La transazione è stata approvata dalle autorità competenti e perfezionata a dicembre 2025. L'operazione rappresenta una delle più rilevanti transazioni nel settore delle rinnovabili francese concluse negli ultimi anni e contribuisce in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di capacità installata da fonti rinnovabili al 2025.

Plenitude, nell'ambito delle iniziative volte a supportare la transizione energetica nei territori regionali, nonché a promuovere lo strumento delle Comunità Energetiche come ponte verso un sistema energetico maggiormente sostenibile e partecipativo, nel corso del 2025 ha definito un accordo con Marelli, azienda di componentistica per l'industria automobilistica, 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.

CAPACITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2025 (GW - DATI 100% PLENITUDE)



PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

	(terawattora)	2025	2024	2023
Produzione di energia da fonti rinnovabili		5,63	4,67	3,98
di cui: fotovoltaico		3,29	2,55	1,74
eolico		2,34	2,12	2,24
di cui: Italia		1,45	1,45	1,53
estero		4,18	3,22	2,45

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 5,63 TWh riferita per 3,29 TWh all'ambito fotovoltaico e per 2,34 TWh all'eolico, con un aumento di 0,96 TWh rispetto al 2024. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio nonché per lo start-up di progetti organici.



Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

	(gigawatt)	2025	2024	2023
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		5,8	4,1	3,0
di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)		74%	71%	64%
eolico		26%	29%	36%
Italia		1,1	1,0	1,0
Estero		4,7	3,1	2,0
Stati Uniti		1,7	1,7	1,3
Spagna		1,6	0,8	0,4
Altri (Australia, Francia, Germania, Grecia, Kazakistan, Regno Unito)		1,4	0,6	0,3
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)^(a)		5,8	4,1	3,0

(a) La potenza installata di storage ammonta a 272 MW, 221 MW, 21 MW nel 2025, 2024 e 2023 rispettivamente.

Al 31 dicembre 2025, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 5,8 GW, in aumento di 1,7 GW rispetto al 31 dicembre 2024, grazie allo sviluppo organico dei progetti principalmente in Spagna, Regno Unito, Grecia, Italia, Kazakistan e alle acquisizioni effettuate in Francia e negli Stati Uniti.

Italia

Al 31 dicembre 2025, Eni dispone in Italia di una capacità installata complessiva di 1,1 GW. L'impegno Eni nel Paese è proseguito nel corso del 2025 con lo sviluppo organico di progetti fotovoltaici.

Estero

STATI UNITI

Al 31 dicembre 2025, Eni dispone negli Stati Uniti di una capacità installata complessiva di 1,7 GW, in linea rispetto al 2024.

SPAGNA E FRANCIA

Al 31 dicembre 2025, la capacità installata in Spagna e Francia ammonta complessivamente a circa 2,5 GW, in aumento di circa 1,4 GW rispetto a fine 2024, grazie in particolare allo sviluppo organico degli impianti fotovoltaici in Spagna e all'acquisizione degli asset di Neoen in Francia.

REGNO UNITO

Nel Regno Unito, Eni è impegnata nello sviluppo di importanti progetti eolici offshore tramite la joint venture Vårgrønn (65% Plenitude, 35% HitecVision) titolare della quota del 20% nei progetti Dogger Bank. Le tre fasi del progetto (Dogger Bank A, B e C) prevedono la realizzazione di una capacità installata complessiva di 3,6 GW (circa 0,5 GW in quota Plenitude) con turbine di ultima generazione installate al largo delle coste britanniche. Al 31 dicembre 2025 la capacità installata ammonta a 153 MW (in quota Plenitude).

GERMANIA

Al 31 dicembre 2025 Eni dispone di una capacità complessiva nel Paese di 51 MW grazie all'acquisizione, effettuata nel 2024, tramite la joint venture Vårgrønn di una quota del progetto offshore wind Vortex, che ha così aperto nuove prospettive di crescita per Plenitude nel Mar Baltico.

GRECIA

Al 31 dicembre 2025, Eni dispone di una capacità complessiva in Grecia di 80 MW.

KAZAKHSTAN

Al 31 dicembre 2025 Eni dispone di una capacità complessiva in Kazakistan di 172 MW.



AUSTRALIA

Nel Northern Territory australiano Eni dispone di 3 impianti fotovoltaici (Katherine da 34 MW e Bachelor e Manton Dam da 25 MW), e di un sistema di accumulo (6 MW) per una capacità complessiva nel Paese di 64 MW.

Mobilità elettrica

In un contesto di mercato della mobilità che prevede ancora l'incremento del numero di veicoli elettrici in circolazione in Italia e in Europa, Plenitude, secondo operatore in Italia per punti di ricarica installati ha proseguito il piano di estensione della rete di punti di ricarica su tutto il territorio nazionale ed europeo, in particolare in Francia, Germania, Austria e Svizzera, raggiungendo al 31 dicembre 2025 circa 22,8 migliaia di punti di ricarica: le stazioni sono smart e user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobile.

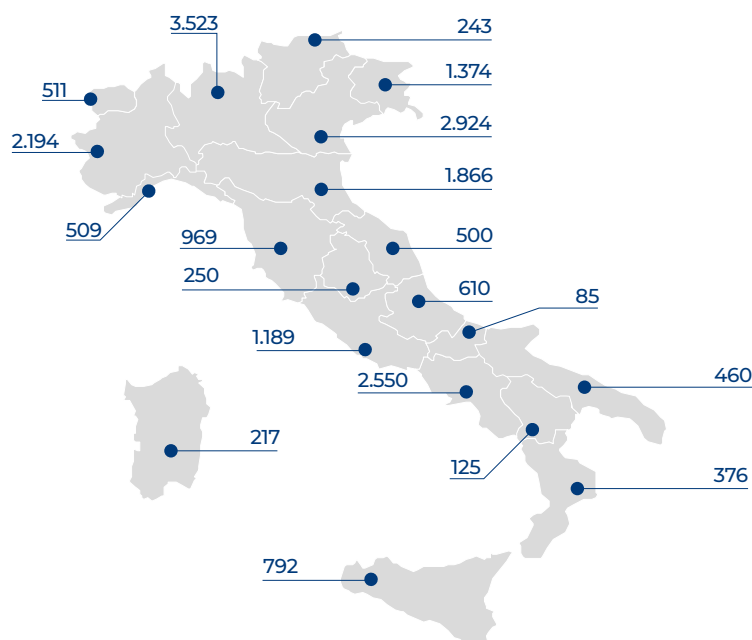
Nell'ambito della filiera di settore, Plenitude (attraverso la società controllata Plenitude On The Road) riveste sia il ruolo di proprietario che di gestore della rete di ricarica (rispettivamente CSO - Charge Station Owner e CPO - Charge Point Operator), sia quello di fornitore di servizi di ricarica per i veicoli elettrici, attraverso contratti di interoperabilità stipulati con i vari CPO presenti sul territorio (MSP - Mobility Service Provider). Le stazioni di ricarica Plenitude On The Road sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 99 kW), Fast+ (fino a 149 kW) e Ultrafast (con potenza uguale o superiore a 150 kW) in corrente continua.

Sviluppi di business e di portafoglio

A marzo 2026, con l'obiettivo di promuovere la diffusione della mobilità elettrica, Plenitude ha firmato un accordo con Autopistas del Atlántico per l'installazione e la gestione di 42 punti di ricarica ultrarapidi, con potenza fino a 300 kW, situati nelle aree di servizio lungo l'autostrada AP-9 nella regione della Galizia, con completamento previsto entro la fine del 2026.

Inoltre sempre nello stesso mese, è stata siglata con Pininfarina una partnership strategica finalizzata a migliorare il design delle aree nelle quali sono presenti le infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici.

PUNTI DI RICARICA PROPRIETARI INSTALLATI AL 31 DICEMBRE 2025 (UNITÀ)



100%
copertura province italiane

100%
copertura regioni italiane

1.491
resto d'Europa

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Enilive		468	416	428
Plenitude		764	887	636
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		1.232	1.303	1.064

Refining e Chimica



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2025	2024	2023
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,53	1,43	0,49
di cui: dipendenti		0,61	1,36	0,55
contrattisti		0,43	1,52	0,42
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.117	10.060	10.449
- di cui all'estero		2.500	2.501	2.747
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	4,0	4,7	5,2
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	18.179	21.210	23.061
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(2.485)	(1.681)	(2.121)
Utile operativo proforma adjusted		(689)	(713)	46
- Refining		130	101	660
- Chimica		(819)	(814)	(614)
Utile (perdita) netto adjusted		(681)	(449)	36
Investimenti tecnici		663	632	556
Refining				
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	(milioni di tonnellate)	24,94	24,21	27,39
Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale	(%)	53	52	47
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		80	78	77
Chimica				
Produzione di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	4.105	5.685	5.663
Vendite di prodotti chimici		2.719	3.169	3.117
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	49	50	51

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.
 (b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.



Il settore Refining e Chimica è impegnato nella raffinazione di greggi per la produzione di prodotti petroliferi e nelle attività di commercializzazione all'ingrosso, che consistono principalmente nella fornitura di prodotti raffinati ad Enilive e nella vendita a grandi clienti. Il business della Chimica è gestito attraverso Versalis, società controllata al 100% da Eni, che opera a livello internazionale nei settori della chimica di base e degli intermedi, delle materie plastiche, delle gomme e della chimica da fonti rinnovabili. L'attività è gestita attraverso le sue sei aree di business: intermedi, polietilene, stirenici, elastomeri, biochem, moulding e compounding.

Dal 1° gennaio 2026 Eni ha conferito il ramo d'azienda dell'unità di business di Eni SpA Refining Evolution & Transformation alla nuova società controllata Eni Industrial Evolution SpA che avrà l'obiettivo di assicurare la gestione degli asset tradizionali e di consolidare il percorso di trasformazione industriale, anche in ottica di economia circolare, attraverso lo sviluppo di nuove filiere industriali. L'operazione si inserisce nell'ambito della strategia di Eni volta ad assicurare un'offerta energetica completamente decarbonizzata sia nei processi produttivi, sia ai consumatori, cogliendo le opportunità e le prospettive di crescita offerte dalla transizione energetica, tra le quali la trasformazione industriale dei siti di Brindisi e Priolo. Con la creazione di Eni Industrial Evolution, si consolida una piattaforma industriale solida e innovativa, pronta a coniugare competitività, sostenibilità e innovazione tecnologica, garantendo continuità operativa e nuove opportunità di crescita per le persone e le filiere produttive nei territori coinvolti.

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI^(a)

APPROVVIGIONAMENTO



REFINING



MARKETING



(a) I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono alle raffinerie approvvigionate direttamente da Eni al 2025.

RAFFINAZIONE OIL

Nel 2025, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni, ad esclusione della raffinazione equity-accounted riferita ad ADNOC, è stata di circa 22,2 milioni di tonnellate (444 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 53%. La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata di 14,2 milioni di tonnellate (284 mila barili/giorno), con un indice di conversione del 55%.



SISTEMA DI RAFFINAZIONE 2025

	Classificazione partecipazione	Quota di partecipazione (%)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a) (mgl bl/g)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) (%)	Conversione equivalente ^(b) (%)	Cracking catalitico a letto fluido - FCC ^(c) (mgl bl/g)	Residue Conversion ^(c) (mgl bl/g)	Hydrocracking ^(c) (mgl bl/g)	Visbreaking/ Thermal Cracking ^(c) (mgl bl/g)
Raffinerie di proprietà			284	72	55	38	33	76	0
Italia									
	Sannazzaro de' Burgondi	100	180	76	54	38	8	59	0
	Taranto	100	104	64	56		25	17	
	Livorno ^(d)	100							
Raffinerie partecipate			160	91	50	107	28	105	46
Italia									
	Milazzo	joint-operation	50	100	60	50	28	36	
Germania^(e)									
	Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	joint-operation	20	41	32			49	14
	Schwedt	equity-accounted	8	19	31	57		20	32
TOTALE			444	79	53	145	61	180	46

(a) La capacità di raffinazione bilanciata totale in quota Eni si ridetermina in 607 mgl bl/g includendo la partecipazione del 20% in ADNOC Refining.

(b) Conversione equivalente: capacità equivalente cracking catalitico/capacità topping (%wt).

(c) Le capacità degli impianti di conversione sono al 100%.

(d) In corso di riconversione in bioraffineria.

(e) I risultati delle attività di raffinazione in Germania sono riportati nel business Enilive.

Italia

Il sistema di raffinazione Eni in Italia è costituito da 3 raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Livorno e Taranto) e dalla quota di partecipazione del 50% nella raffineria di Milazzo. Ciascuna delle raffinerie Eni ha una propria connotazione operativa e strategica finalizzata a massimizzare il valore associato alla struttura impiantistica, al posizionamento geografico rispetto ai mercati di sbocco e all'integrazione con le attività Eni.

Sannazzaro de' Burgondi ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 180 mila barili/giorno e un indice di conversione del 54%. Situata nella Pianura Padana (Pavia), è una delle raffinerie più efficienti d'Europa e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facilities, in particolare due unità di vacuum e tre unità di desolfurazione. La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC), due unità di reforming, un'unità di gassificazione del tar (residuo pesante) per la produzione di gas di sintesi destinato alla produzione di energia elettrica.

A gennaio 2026 è stata raggiunta la FID per la conversione di alcune unità della raffineria in un impianto per la produzione di biocarburanti, con una capacità di 550 mila tonnellate/anno, flessibile nella produzione di SAF-biojet e HVO-diesel. Il progetto prevede la trasformazione dell'impianto Hydrocracker mediante la tecnologia Ecofining™, la costruzione di un impianto per il pretrattamento di scarti e residui e l'adeguamento delle infrastrutture ancillari, inclusa la logistica. L'idrogeno necessario sarà fornito dagli impianti esistenti. Il nuovo assetto produttivo, operativo dal 2028, affiancherà alla produzione di carburanti tradizionali quella di biocarburanti HVO-diesel e SAF-biojet per l'aviazione, senza modificare la capacità complessiva della raffineria ma aumentando la diversificazione dei prodotti.



Taranto ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 104 mila barili/giorno e un indice di conversione del 56%. Tale raffineria è integrata col segmento upstream attraverso i giacimenti della Val d'Agri (Eni 61%) e Temparossa in Basilicata collegati a Taranto attraverso un oleodotto. La raffineria è dotata di un'unità di topping-vacuum, un impianto per l'hydrocracking dei residui di lavorazione e uno per l'hydrocracking del gasolio, un platforming, nonché di due unità di desolforazione.

Livorno la raffineria di Livorno ha interrotto le sue tradizionali attività di lavorazione per convertire l'impianto in una bioraffineria. Successivamente all'ottenimento nel 2024 della decisione finale di investimento, Eni nel 2025 ha firmato un contratto di finanziamento a sostegno della conversione. Il progetto prevede la costruzione di nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati, tra cui un'unità di pretrattamento biogenico e un impianto Ecofining™ da 500 mila tonnellate/anno.

Milazzo partecipata in forma paritaria da Eni e Kuwait Petroleum Italia, con una capacità di raffinazione primaria bilanciata in quota Eni di 100 mila barili/giorno e un indice di conversione del 60%, è situata sulla costa settentrionale della Sicilia. L'attività della raffineria riguarda principalmente l'esportazione e la fornitura dei depositi costieri italiani. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e un'unità di vacuum, di due unità di desolforazione, di un'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), di un'unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC), di un'unità di reforming e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

Estero

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,33% nella raffineria di Schwedt (PCK) e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota Eni è di 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale.

APPROVVIGIONAMENTO

Nel 2025 sono state acquistate 16,64 milioni di tonnellate di petrolio (16,22 milioni di tonnellate nel 2024) di cui 2,80 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 13,06 milioni di tonnellate sul mercato spot e 0,78 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 28% dall'Asia Centrale, 26% dall'Africa Settentrionale, 9% dall'Africa Occidentale, 8% dal Medio Oriente, 8% dall'Italia, 4% dal Mare del Nord e 17% da altre aree.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2025 ammontano a 24,94 milioni di tonnellate, in crescita del 3% rispetto al 2024: in particolare i maggiori volumi processati a Milazzo e Sannazzaro, per minori fermate rispetto al periodo di confronto, hanno più che compensato le minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno per nuovo assetto produttivo. Positiva anche la performance all'estero dove le lavorazioni in conto proprio di 10,72 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 0,27 milioni tonnellate (+2,6%) a seguito delle maggiori disponibilità degli impianti di ADNOC Refineries.

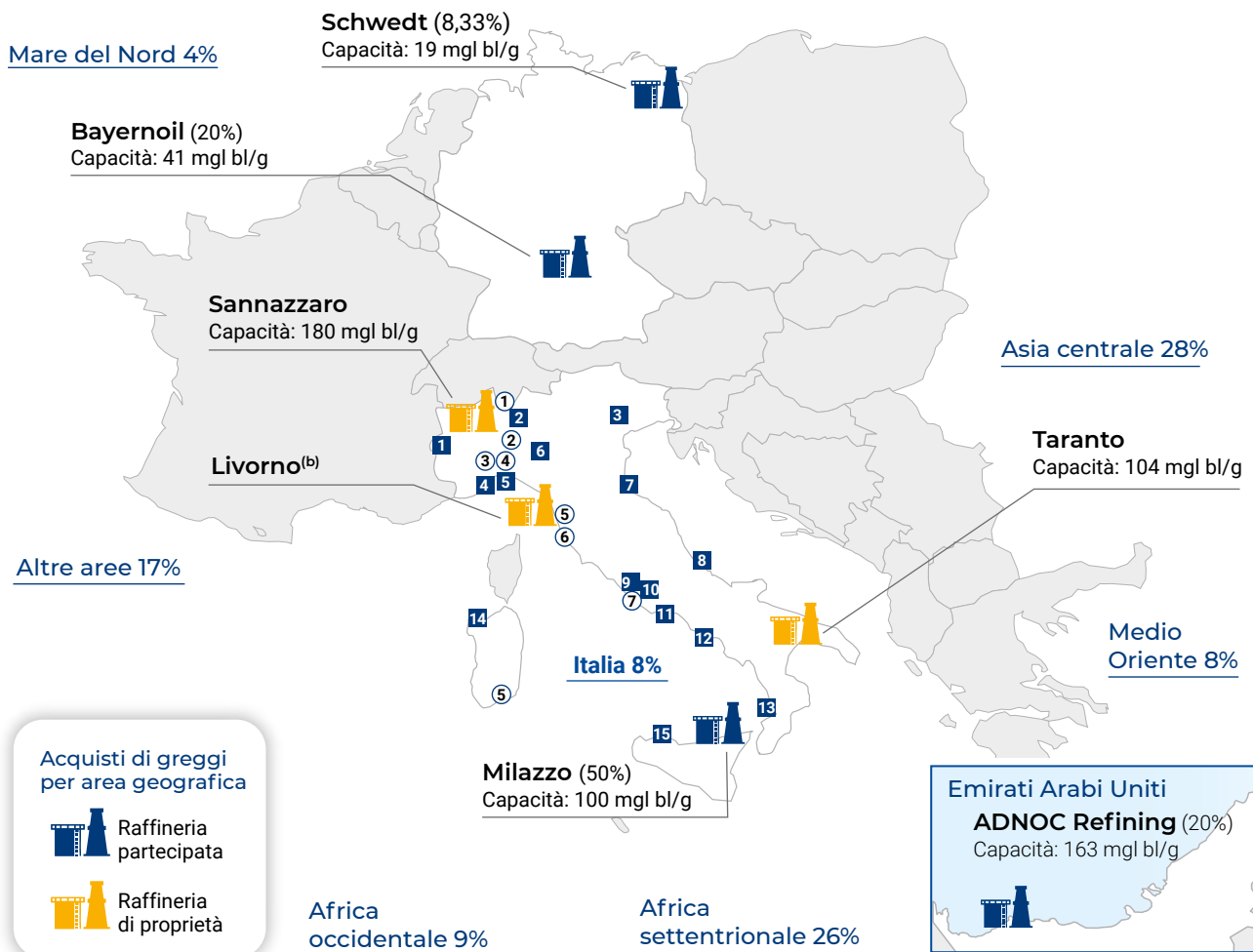
Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è stato pari all'80%.

Il 17% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in riduzione rispetto al 2024 (31%).

LOGISTICA

Eni è uno dei principali operatori in Italia nello stoccaggio e nel trasporto di prodotti petroliferi disponendo di una struttura logistica integrata composta da una rete di oleodotti e da un sistema di 15 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale. La logistica Eni è organizzata in quattro gestioni operative ("depositi nord", "depositi centro", "depositi sud, Veneto e gpl" e "oleodotti") responsabili della movimentazione e dello stoccaggio dei flussi dei prodotti, in grado di garantire elevati standard tecnici e di sicurezza (HSE e asset integrity), nonché l'ottimizzazione dei costi e la continua disponibilità di prodotto lungo tutto il territorio nazionale. Eni inoltre partecipa in 7 joint venture (Sigemi, Seram, Disma, Seapad, Toscopetrol, Porto Petroli Genova e Costiero Gas Livorno) in ambito logistico con altri partner italiani attraverso le quali gestisce altri depositi localizzati e oleodotti. Eni, inoltre, opera nel settore del trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via mare, mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e long-term; (ii) via terra, attraverso una rete di oleodotti della quale circa 1.200 chilometri in esercizio.

IL SISTEMA DI RAFFINAZIONE E LOGISTICA^(a)



LOGISTICA DI PROPRIETÀ

LOGISTICA IN JOINT VENTURE

- 1 Volpiano
- 2 Rho
- 3 Porto Marghera
- 4 Genova Pegli
- 5 Genova Porto
- 6 Fiorenzuola
- 7 Ravenna (GPL)
- 8 Ortona
- 9 Pantano
- 10 Pomezia
- 11 Gaeta
- 12 Napoli (GPL)
- 13 Vibo Valentia
- 14 Porto Torres
- 15 Palermo

- 1 Disma
- 2 SIGEMI
- 3 Seapad
- 4 Porto Petroli di Genova
- 5 Costiero Gas (Livorno e Sarroch)
- 6 Toscopetrol
- 7 Seram

(a) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2025.
 (b) In corso di riconversione in bioraffineria.

OSSIGENATI

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 1 milione di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (MTBE/ETBE utilizzati come booster ottanico) ed alcoli (metanolo/etanolo utilizzati principalmente ai fini chimici e fuel). La disponibilità di prodotto è assicurata per il 77% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) e in Venezuela (in joint venture con Pequiven) e per il 23% da acquisti.



ACQUISTI

	(milioni di tonnellate)	2025	2024	2023
Greggi equity		2,80	5,06	4,57
Altri greggi		13,84	11,16	14,51
Totale acquisti di greggi		16,64	16,22	19,08
Acquisti di semilavorati		0,11	0,03	0,21
Acquisti di prodotti		8,44	9,48	6,23
TOTALE ACQUISTI		25,19	25,73	25,51
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,25)	(0,25)	(0,32)
Altre variazioni ^(a)		(0,32)	(0,32)	(1,47)
TOTALE DISPONIBILITÀ		24,62	25,16	23,73

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

LAVORAZIONI DI PRODOTTI PETROLIFERI

	(milioni di tonnellate)	2025	2024	2023
Italia		14,22	13,76	16,88
di cui: Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		10,21	10,58	13,31
Lavorazioni in conto terzi		(1,18)	(1,50)	(1,32)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		5,19	4,68	4,89
Esteri^(a)		10,72	10,45	10,51
LAVORAZIONI TOTALI IN CONTO PROPRIO		24,94	24,21	27,39

(a) I risultati delle attività in Germania sono riportati nel business Enilive.

CHIMICA

Eni attraverso Versalis opera nella produzione e nella commercializzazione di prodotti chimici (chimica di base, intermedi, polietilene, stirenici ed elastomeri), nella chimica da rinnovabili e nello sviluppo di tecnologie innovative e complementari nell'ambito del riciclo delle plastiche. Versalis, tramite Novamont, leader nel settore della bioeconomia circolare e nel mercato delle bioplastiche biodegradabili e compostabili, ha rafforzato il posizionamento nella biochimica offrendo al mercato una gamma di prodotti e soluzioni sostenibili di origine bio (in particolare bioplastiche, biolubrificanti, bioerbicidi) per applicazione nei settori del packaging, agricoltura, industria.

Con Finproject, società leader nella produzione di manufatti ultraleggeri e con Tecnofilm, azienda specializzata nel settore compounding, Versalis ha esteso la sua offerta commerciale con prodotti per il mercato delle applicazioni a maggiore valore aggiunto, posizionandosi in settori quali l'industria calzaturiera di alta gamma, del design e dell'arredamento, nei settori legati alla transizione energetica, come il wire& cable, l'industria della sicurezza e dell'automotive.

Versalis può contare su una gamma totale di 430 famiglie brevettuali, (di cui 138 di Novamont e 5 di Finproject), 27 stabilimenti, 7 centri di ricerca (Ferrara, Mantova, Novara, Ravenna e Rivalta, Porto Torres, Piana di Monte Verna), nonché su una rete distributiva capillare in 38 Paesi.

Piano di trasformazione della chimica e iniziative per la riconversione industriale

Nel corso del 2025 Versalis ha proseguito l'attuazione del piano di trasformazione, che prevede la crescita di nuove piattaforme dedicate ai mercati in sviluppo della biochimica, circolarità e prodotti specializzati, nei quali Versalis sta rafforzando il posizionamento, anche grazie a Novamont e Finproject.

Nell'ambito del progetto di riconversione del sito di Priolo, Eni e Q8 Italia hanno annunciato una partnership che prevede la costruzione e successiva gestione di una nuova bioraffineria. L'impianto, realizzato da Eni Industrial Evolution, farà leva sulle consolidate competenze industriali dei due partner e sull'esperienza tecnico-operativa di Eni nell'utilizzo della tecnologia Ecofining™, in grado di trasformare scarti, residui e oli vegetali in biocarburanti di alta qualità. L'impianto si avvarrà di unità ausiliarie per il pretrattamento delle biomasse e per la produzione di idrogeno, avrà una capacità produttiva di 500 mila tonnellate/anno e garantirà un'elevata flessibilità operativa, consentendo la produzione di HVO-diesel e SAF-biojet in funzione dell'evoluzione del mercato. Nel mese di marzo 2026, Eni ha ottenuto la Decisione Finale di Investimento (FID); il termine dei lavori è previsto entro la fine del 2028. La riconversione del sito prevede anche la costruzione di un impianto di riciclo chimico delle plastiche con tecnologia Hoop® con una capacità di trattamento di plastiche riciclate di 40 mila tonnellate/anno.

Avviata l'attività di Eni Storage Systems, joint venture tra Eni e Fib (Gruppo SERI Industrial), per la riconversione del sito di Brindisi in un polo industriale per la produzione di batterie stazionarie al litio ferro fosfato con una capacità produttiva di oltre 8 GWh all'anno. La JV ha l'obiettivo di conquistare più del 10% del mercato europeo dell'accumulo stazionario di energia. Il sito di Brindisi si concentrerà sulla produzione di materia attiva catodica e sull'assemblaggio di sistemi di accumulo energetico (BESS), a servizio sia della produzione di Brindisi, sia di quella dell'impianto che Fib sta realizzando a Teverola (Caserta). In futuro, è previsto anche l'avvio di attività di riciclo delle batterie.

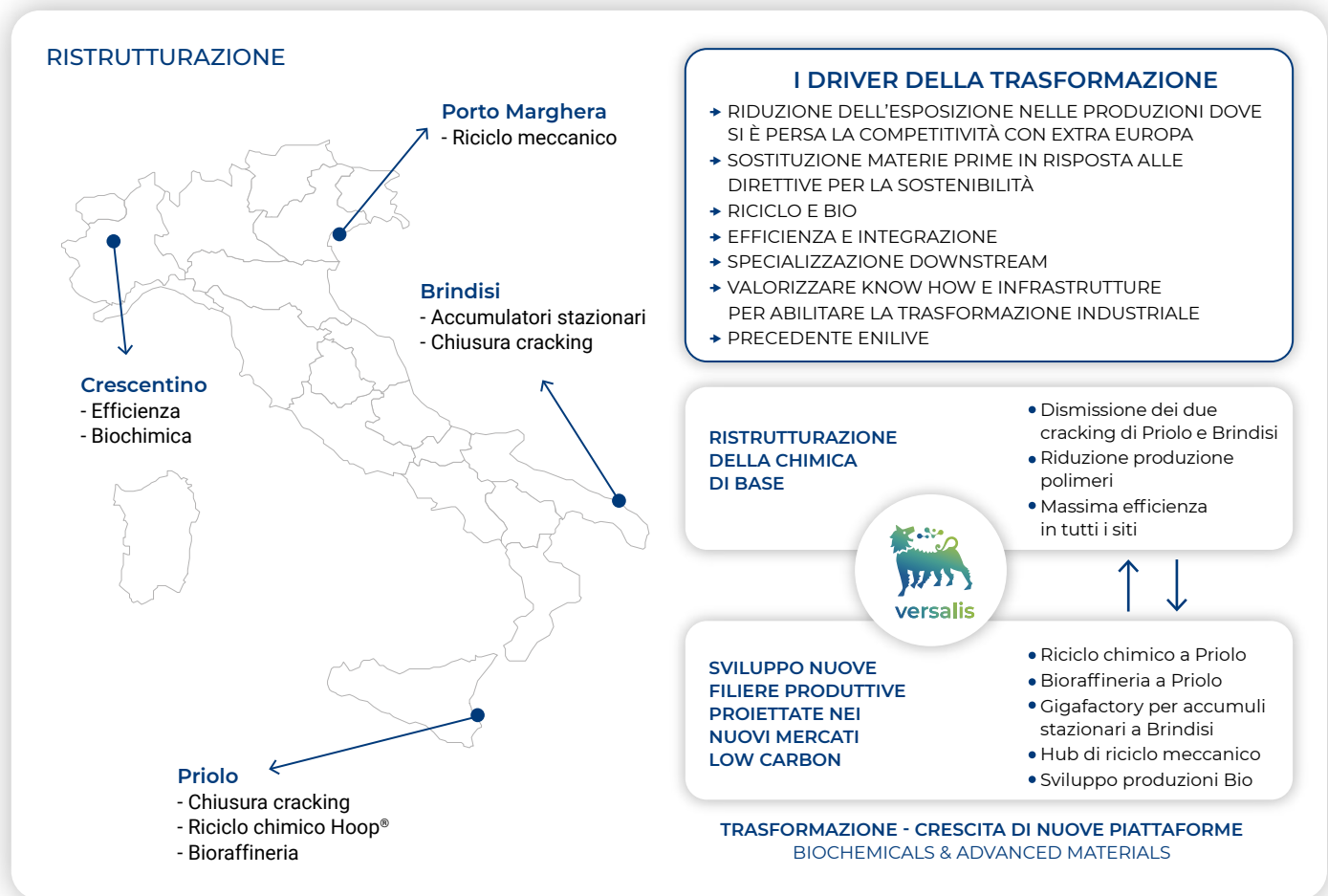
A marzo 2026, sempre in relazione al sito di Brindisi, è stata ottenuta la Decisione Finale di Investimento per la realizzazione di una gigafactory per l'accumulo statico di energia in joint venture con un operatore specializzato. L'impianto avrà una capacità di 8 GW e sarà completato entro la fine del 2028.

Versalis, nell'ambito della strategia di valorizzazione del business delle plastiche, nel corso del 2025 ha proseguito il processo di trasformazione; in particolare:

- avviato il nuovo impianto a Porto Marghera dedicato alla produzione di plastiche ottenute, in tutto o in parte, da materie prime riciclate meccanicamente, che si inseriscono nella gamma Versalis Revive® e contengono dal 35% fino al 100% di plastiche riciclate post consumo;
- avviato presso lo stabilimento di Mantova l'impianto dimostrativo della tecnologia proprietaria Hoop®, dedicata al riciclo chimico dei rifiuti in plastica mista, in materia prima idonea anche all'uso alimentare e all'imballaggio farmaceutico.

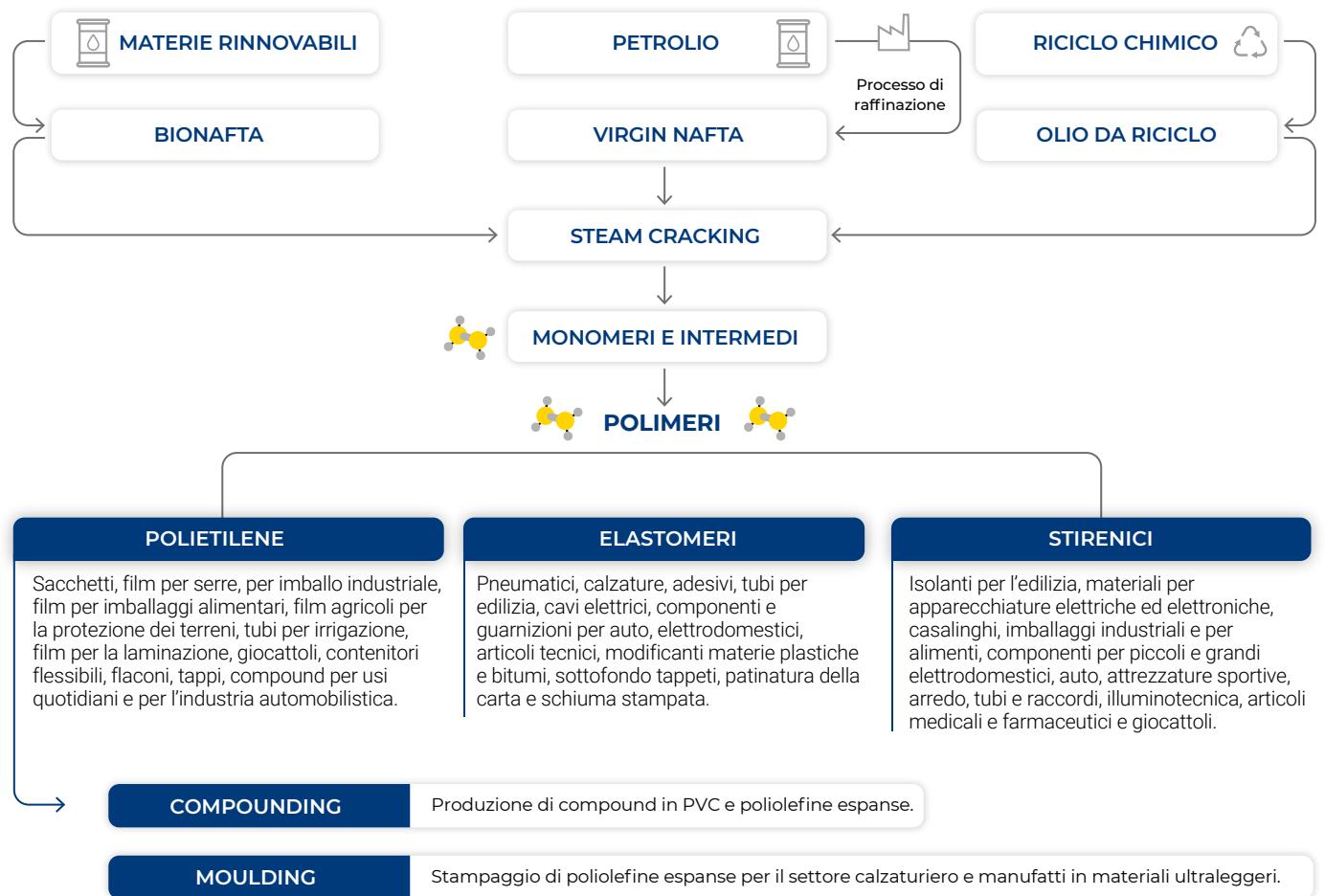
Nel corso dell'anno Versalis ha inoltre rafforzato collaborazioni strategiche e di filiera. In particolare:

- Memorandum of Understanding (MoU) con Acea Ambiente per sviluppare iniziative congiunte per il riciclo delle plastiche post-consumo e post-industriali. L'accordo include la valutazione di soluzioni di riciclo chimico tramite la tecnologia Hoop®;
- accordo con Veritas, multiutility italiana, per valorizzare le plastiche post-consumo e post-industriali provenienti dagli impianti di Veritas, al fine di valutarne l'idoneità ai processi di riciclo di Versalis, in particolare per la valorizzazione del polistirene espanso, destinato al nuovo impianto di Porto Marghera;
- partnership strategica con Prysmian per dare nuova vita ai rifiuti plastici provenienti da cavi, attraverso un innovativo processo di riciclo chimico e allo sviluppo di una filiera dedicata.

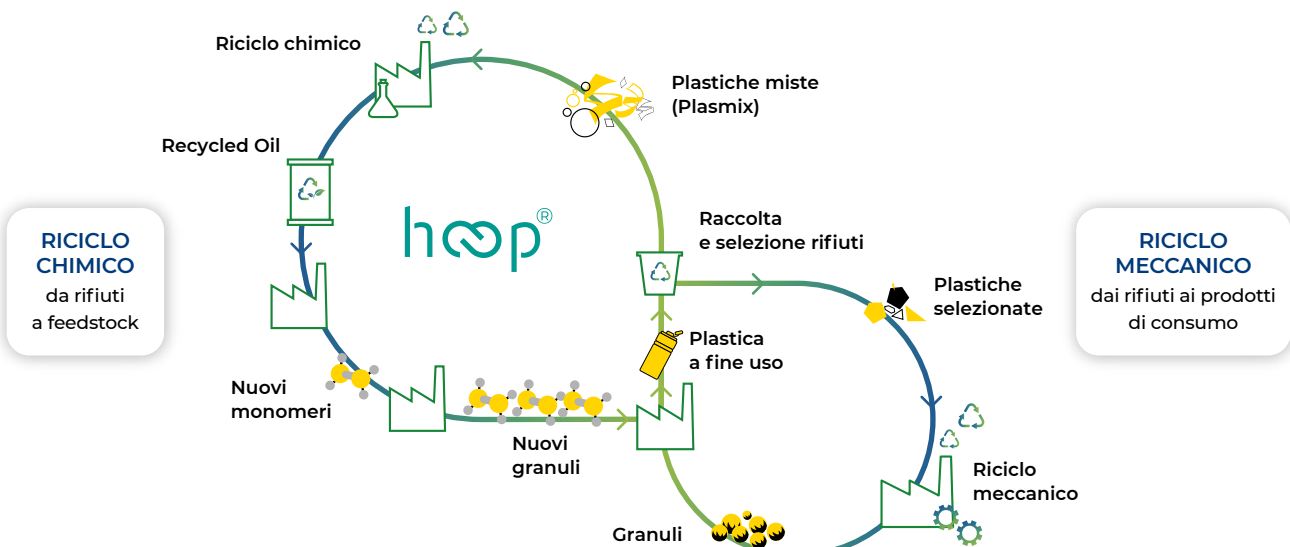




IL CICLO PRODUTTIVO DI CHIMICA TRADIZIONALE CON APPROCCIO MASS BALANCE

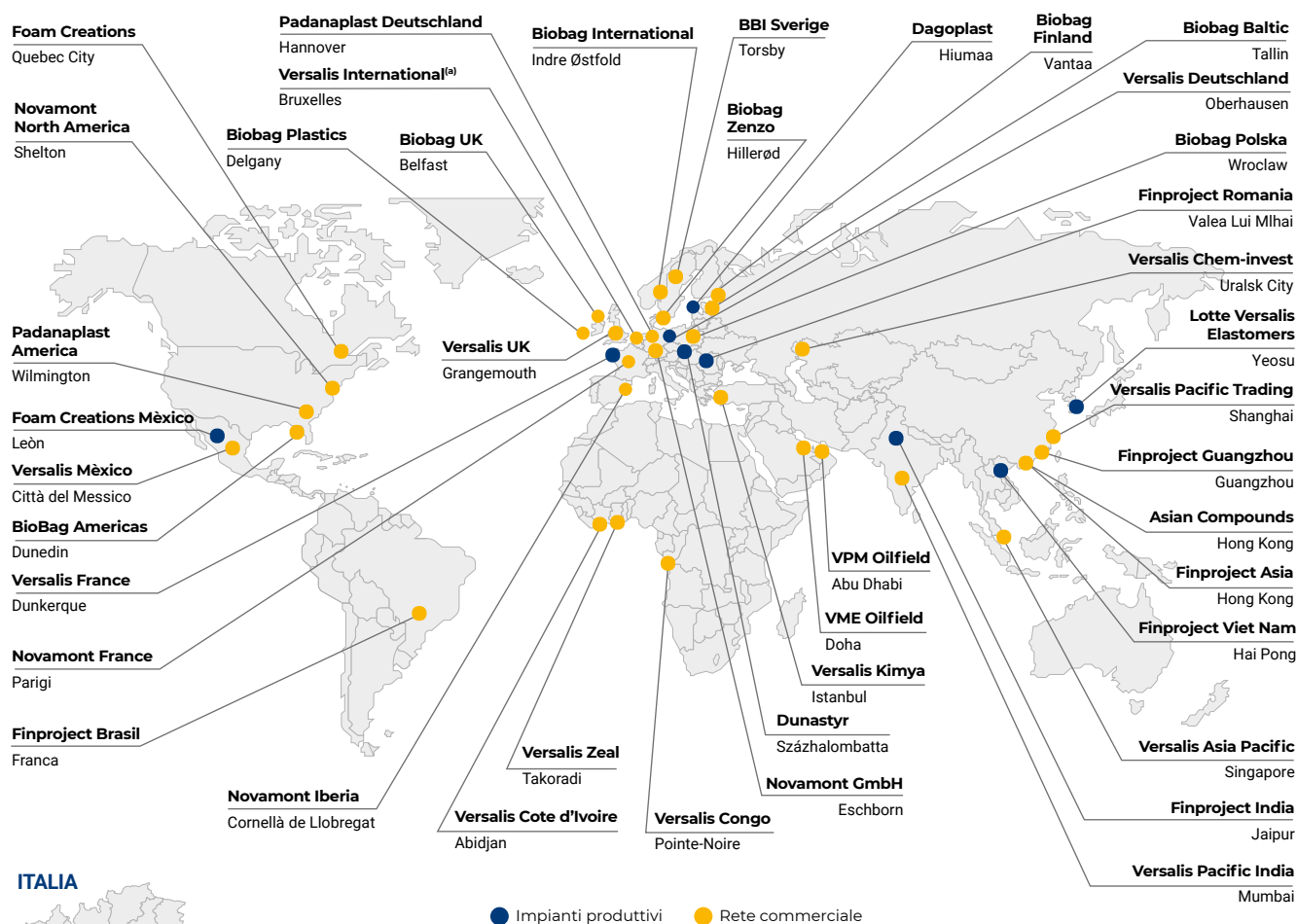


PIATTAFORMA INTEGRATA PER IL RICICLO DELLA PLASTICA

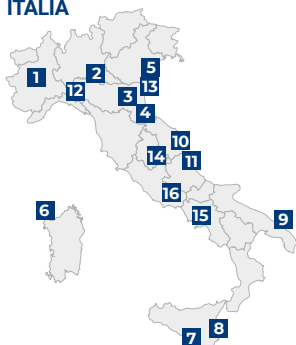




LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI VERSALIS



ITALIA



- 1** Crescentino Bioetanolo
- 2** Mantova Intermedi, Stirene, Stirenici
- 3** Ferrara Elastomeri, Polietilene
- 4** Ravenna Elastomeri, Butadiene
- 5** Porto Marghera Hub logistico/riciclo meccanico
- 6** Porto Torres Chimica da rinnovabili
- 7** Ragusa Sito in trasformazione
- 8** Priolo Sito in trasformazione
- 9** Brindisi Butadiene, Polietilene
- 10** Ascoli Piceno-Castorano Compounding-Moulding
- 11** Ancarani Moulding
- 12** Roccabianca Compounding
- 13** Adria Bio butandiolo
- 14** Terni Mater-Bi, Origo-Bi, Matrol-Bi
- 15** Piana di Monte Verna Biotecnologie industriali
- 16** Patrica Biopoliesteri, Mater-Bi, Origo-Bi

(a) Versalis International gestisce le attività delle branch commerciali (Francia, Regno Unito, Germania, Svizzera, Austria, Ungheria, Romania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Svezia, Spagna, Grecia, Angola e Mozambico), coordina le consociate in Turchia, in America (Stati Uniti e Messico) e in Africa (Congo e Ghana), in Asia (Cina e Singapore) e la joint venture ad Abu Dhabi e fornisce servizi ad aziende manifatturiere in Francia, Germania, Ungheria e Regno Unito.



Aree di business

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2025	2024	2023
Intermedi		2.504	3.851	3.877
Polimeri		1.321	1.559	1.658
Biochem		207	206	57
Moulding & Compounding		73	69	71
PRODUZIONI		4.105	5.685	5.663
Consumi e perdite		(2.359)	(3.106)	(3.247)
Acquisti e variazioni rimanenze		973	590	701
TOTALE DISPONIBILITÀ		2.719	3.169	3.117
Intermedi		1.432	1.720	1.651
Polimeri		1.082	1.255	1.350
Oilfield chemicals		25	14	21
Biochem		110	116	28
Moulding & Compounding		70	64	67
TOTALE VENDITE		2.719	3.169	3.117

Le vendite di 2.719 mila tonnellate in calo rispetto al 2024 (-450 mila tonnellate, pari al -14,2%) riflettono principalmente il trend registrato nei Chemicals (olefine, aromatici e derivati del fenolo) e nei polimeri (polietilene, stirenici ed elastomeri).

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 4% rispetto al 2024, in linea con l'indebolimento dello scenario europeo.

Le produzioni di 4.105 mila tonnellate (-1.580 mila tonnellate rispetto al 2024) risentono delle minori produzioni di intermedi (-1.347 mila tonnellate), in particolare olefine, a seguito della fermata degli impianti di cracking di Brindisi e Priolo.

Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 49%, in riduzione di 1,3 punti percentuali rispetto al valore registrato nel 2024.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Italia		1.640	1.987	2.051
Resto d'Europa		1.619	1.895	1.792
Asia		131	149	149
Americhe		99	154	146
Africa		67	76	96
Altre aree		3	5	2
		3.559	4.266	4.236



RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER PRODOTTO

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Olefine		722	978	879
Aromatici		225	261	307
Derivati		236	291	311
Oilfield chemicals		90	78	97
Elastomeri		486	561	570
Stirenici		429	524	630
Polietilene		718	892	952
Biochem		279	316	83
Moulding & Compounding		267	256	276
Altro		107	109	131
		3.559	4.266	4.236

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Refining		481	422	369
- Italia		481	422	364
- Estero		0	0	5
Chimica		182	210	187
di cui:				
- manutenzione		12	44	28
- integrazione ed efficienza		61	38	46
- HSE e Asset integrity		75	69	73
- decarbonizzazione		0	2	4
- green & circular		27	48	30
- altro		7	9	6



Attività ambientali



REMEDIATION

Bonifica di aree contaminate per abilitare nuove opportunità di sviluppo sostenibile



- Sviluppo e applicazione tecnologie di bonifica
- Gestione delle attività di decommissioning e di bonifica suoli e falda:
 - nei siti industriali dismessi e operativi
 - dei punti vendita (stazioni di servizio)
 - delle aree contaminate (es. per effrazioni su oleodotti)
- Pianificazione interventi di bonifica in ottica di valorizzazione e futuro riutilizzo delle aree



WATER AND WASTE

Trattamento di acqua e rifiuti per massimizzare il recupero e il riutilizzo



- Trattamento chimico/fisico/biologico delle acque di falda, superficiali e di produzione per riutilizzo a uso industriale o per scopi irrigui, contribuendo alla riduzione del prelievo idrico in natura
- Gestione del ciclo dei rifiuti industriali e da bonifica, dalla produzione allo smaltimento finale, massimizzando il recupero e minimizzando gli scarti
- Sviluppo tecnologie e competenze in partnership con main player



DEVELOPMENT

Sviluppo di nuovi business a supporto della transizione energetica



- Realizzazione nuovi impianti di trattamento e recupero rifiuti in sinergia con la riconversione industriale dei siti Eni
- Impiego delle aree bonificate per lo sviluppo, a cura di Plenitude, di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili
- Sviluppo di attività per Terzi (mercato non-captive), facendo leva sulle competenze maturate nel settore delle bonifiche e della gestione dei rifiuti



ATTIVITÀ DI BONIFICA

Grazie alle competenze consolidate e alla collaborazione con Enti e stakeholder, Eni Rewind promuove progetti di valorizzazione e riutilizzo delle aree bonificate, trasformando siti ex industriali in opportunità di recupero ambientale e di sviluppo economico per i territori.

Oggi Eni Rewind opera in 16 Siti di Interesse Nazionale e in oltre 100 siti di interesse regionale, confermando il suo ruolo di global contractor per tutte le realtà Eni.

Tra i principali interventi di bonifica realizzati nei siti di proprietà, si segnalano quelli di Assemini, Avenza, Brindisi, Cengio, Crotone, Gela, Pieve Vergonte, Porto Marghera, Porto Torres, Priolo e Ravenna.

Nel 2025, Eni Rewind ha proseguito interventi di bonifiche dei suoli. A Porto Torres, nell'area "Minciaredda", sono proseguite le attività di bonifica grazie alla piattaforma ambientale, che nel corso dell'anno ha incrementato i quantitativi di materiale trattato.

Nel sito di Brindisi, sono stati completati e certificati gli interventi di messa in sicurezza permanente dei suoli (MISP) nell'area Micorosa.

Inoltre, è stata conclusa la bonifica dell'area Oasi Protetta, con la rimozione del cumulo antropico. Per quest'ultima è prevista la richiesta di certificazione al termine del monitoraggio ambientale.

Nel sito di Pieve Vergonte, Eni Rewind ha compiuto passi importanti nel percorso di bonifica. Dopo aver ottenuto a settembre 2024 il Decreto di Variante del Progetto Operativo di Bonifica (POB) - Fase 1, è stato avviato il cantiere per la deviazione del torrente Marmazza, volto a garantire la sicurezza idraulica e preservare la risorsa idrica sotterranea.

Nella prima metà del 2026, la società presenterà il Progetto di Variante del POB - Fase 2, che prevede una rimodulazione degli interventi in risposta alle prescrizioni degli enti tecnici e locali.

Per il sito di Crotone, nel primo semestre, sono stati avviati gli scavi presso la discarica e le aree interne ex Pertusola, nel rispetto del Decreto POB Fase 2 stralcio rilasciato dal MASE ad agosto 2024, a seguito dell'ottenimento delle notifiche transfrontaliere per il conferimento di rifiuti pericolosi in Svezia, a fronte del divieto posto dal Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR) di conferimento dei rifiuti in regione e in particolare presso l'unica discarica nazionale idonea al conferimento di rifiuti pericolosi. Ad agosto 2025, tuttavia, il TAR Calabria, accogliendo il ricorso degli enti locali, ha annullato il decreto POB Fase 2 stralcio di agosto 2024 ritenendo illegittima la richiesta di modifica del PAUR. Il Ministero dell'Ambiente ad agosto 2025 ha quindi avviato una nuova Conferenza di Servizi per definire il nuovo iter autorizzatorio.

WATER & WASTE MANAGEMENT

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque nei siti Eni e di proprietà, attraverso un sistema integrato che intercetta l'acquifero e convoglia le acque di falda agli impianti di trattamento per la loro depurazione.

Nel 2025 è proseguito il progetto di automazione e digitalizzazione degli impianti, parte di un'iniziativa più ampia di ottimizzazione, con l'obiettivo di aumentare competitività, sostenibilità, qualità del lavoro e sicurezza dei processi.

I principali driver del progetto includono l'adozione di modelli operativi ottimizzati per la gestione degli impianti, già attivi in alcuni siti, facendo leva sul potenziamento della Control Room di San Donato Milanese e digitalizzazione dei siti collegati, nonché la digitalizzazione dei processi manutentivi e della documentazione, grazie a software dedicati.

Attualmente sono operativi e gestiti 45 impianti di trattamento acque in Italia, con circa 40 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2025, in aumento rispetto all'anno precedente.

A dicembre 2025, circa 10 milioni di metri cubi di acqua trattata sono stati riutilizzati, grazie ai maggiori volumi emunti dovuti alla maggiore piovosità e agli incrementi nei ritiri per usi industriali.

Eni Rewind è il centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti, provenienti sia dalle attività di bonifica e risanamento sia dai siti produttivi Eni, offrendo un servizio specialistico di waste management service.

Eni Rewind ha gestito complessivamente nel 2025 circa 2,2 milioni di tonnellate di rifiuti, in aumento rispetto al 2024, avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. La differenza è ascrivibile all'aumento di rifiuti liquidi, gestiti a smaltimento presso impianti esterni, prodotti dal business Upstream e dalla Bioraffinazione Eni, per le attività di messa in sicurezza d'emergenza (MISE) del sito di Sannazaro e dei terreni prodotti a Livorno nel corso dei lavori di costruzione della Bioraffineria.

L'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) è stato pari al 78% in lieve aumento rispetto al 2024 (76%), per effetto delle caratteristiche analitiche effettive del mix dei rifiuti gestiti. I rifiuti pericolosi ammontano al 21% del totale. Rispetto al complessivo dei volumi gestiti da Eni Rewind nel 2025, la parte relativa ai clienti Eni attualmente costituisce circa l'83% del totale.



PRINCIPALI PROGETTI

Progetto Ponticelle

In un'area risanata di proprietà Eni Rewind è in fase di completamento la realizzazione di due impianti: una piattaforma di bioremediation per terreni contaminati da idrocarburi (capacità: 80 mila tonnellate/a) e una di pretrattamento di rifiuti industriali (capacità: 60 mila tonnellate/a) tramite processi come triturazione, ricondizionamento, stoccaggio e altre operazioni intermedie, che sarà gestita mediante una JV paritetica con Herambiente e il cui avvio è previsto nel corso del primo semestre 2026.

CERTIFICAZIONI

Eni Rewind garantisce i più alti standard di qualità attraverso un Sistema di Gestione Integrato HSEQ, certificato secondo le norme internazionali ISO 14001:2015 (Gestione Ambientale), ISO 45001:2018 (Salute e Sicurezza sul Lavoro) e ISO 9001:2015 (Gestione per la Qualità). La certificazione è estesa anche ai servizi erogati da Eni Rewind nei siti di Eni e società del Gruppo.

Nel corso del 2025, la società ha mantenuto la certificazione SOA nelle categorie già conseguite e in essere (OS-14, OS-22, OS-23, OG-12), necessarie per lo sviluppo di iniziative in ambito pubblico del mercato "non captive" di interesse.

INIZIATIVE NON-CAPTIVE

Nel 2025 Eni Rewind ha continuato a rafforzare il proprio portafoglio ordini da clienti non captive.

Tra le principali iniziative, nell'ambito del contratto siglato nel 2023 con Kuwait Raffinazione e Chimica SpA, sono proseguiti i lavori di bonifica dell'ex stabilimento di Napoli; nell'ambito di tale contratto, Eni Rewind ha la responsabilità della gestione delle attività di ingegneria, analisi ambientali ed esercizio di uno specifico impianto installato.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2025	2024	2023
Acqua trattata	(milioni di metri cubi)	40,1	36,5	35,4
di cui riutilizzata		9,9	9,3	9,0
Gestione rifiuti	(milioni di tonnellate)	2,2	1,9	1,5
Rifiuti recuperati/recuperabili	(%)	78	76	75



Allegati

Risultati per settore di attività	92
Personale	98
Tabella di conversione dell'energia	99



Risultati per settore di attività

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		50.367	54.440	55.773
di cui upstream		19.436	23.053	23.957
Global Gas & LNG Portfolio e Power		17.120	18.876	24.168
Enilive e Plenitude		29.278	31.301	32.877
- Enilive		19.120	21.139	21.780
- Plenitude		10.168	10.179	11.102
Refining e Chimica		18.179	21.210	23.061
- Refining		14.751	17.135	18.989
- Chimica		3.559	4.266	4.236
Corporate e altre attività		2.073	1.905	1.830
Eliminazione utili interni e altre elisioni		(34.866)	(38.935)	(43.992)
		82.151	88.797	93.717

RICAVI DA TERZI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		37.109	38.875	37.961
di cui upstream		8.291	10.675	10.861
Global Gas & LNG Portfolio e Power		13.102	15.061	19.468
Enilive e Plenitude		26.455	28.794	29.917
- Enilive		16.337	18.670	18.877
- Plenitude		10.118	10.124	11.040
Refining e Chimica		5.223	5.881	6.188
- Refining		1.970	1.952	2.299
- Chimica		3.253	3.929	3.889
Corporate e altre attività		262	186	183
		82.151	88.797	93.717

UTILE OPERATIVO PER SETTORE

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		6.302	6.715	8.693
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.770	(909)	2.626
Enilive e Plenitude		652	1.589	(74)
Refining e Chimica		(2.485)	(1.681)	(2.121)
Corporate e altre attività		(1.499)	(371)	(948)
Effetto eliminazione utili interni		270	(105)	81
		5.010	5.238	8.257



AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		6.061	6.353	6.271
Global Gas & LNG Portfolio e Power		279	267	295
Enilive e Plenitude		745	708	665
Refining e Chimica		146	161	142
Corporate e altre attività		153	144	140
Effetto eliminazione utili interni		(35)	(33)	(34)
Totale ammortamenti		7.349	7.600	7.479
Exploration & Production		1.081	2.203	1.043
Global Gas & LNG Portfolio e Power		(18)	101	(38)
Enilive e Plenitude		7	113	45
Refining e Chimica		451	455	726
Corporate e altre attività		61	28	26
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		1.582	2.900	1.802
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		8.931	10.500	9.281
Radiazioni		33	580	535
		8.964	11.080	9.816

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		1.422	1.657	1.213
Global Gas & LNG Portfolio e Power		14	33	913
Enilive e Plenitude		(74)	(72)	(87)
Refining e Chimica		142	107	424
Corporate e altre attività		83	125	(19)
		1.587	1.850	2.444

UTILE NETTO PER SETTORE

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		3.580	2.123	3.834
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.072	(388)	2.796
Enilive e Plenitude		248	1.081	(313)
Refining e Chimica		(2.158)	(1.240)	(1.419)
Corporate e altre attività		(328)	1.130	(183)
Effetto eliminazione utili interni		194	(82)	56
		2.608	2.624	4.771



UTILE OPERATIVO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		7.493	9.220	10.124
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.362	1.235	3.413
Enilive e Plenitude		1.236	1.187	1.257
Refining e Chimica		(896)	(890)	(362)
Corporate e altre attività		(1.067)	(526)	(666)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		216	122	39
		8.344	10.348	13.805

UTILE NETTO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		4.875	4.777	5.648
Global Gas & LNG Portfolio e Power		851	787	2.494
Enilive e Plenitude		802	724	809
Refining e Chimica		(681)	(449)	36
Corporate e altre attività		(793)	(586)	(613)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento ^(a)		156	80	26
		5.210	5.333	8.400
<i>di cui:</i>				
azionisti Eni		4.989	5.257	8.322
interessenze di terzi		221	76	78

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Immobilitazioni materiali lorde				
Exploration & Production		126.432	156.858	156.379
Global Gas & LNG Portfolio e Power		5.806	6.049	5.980
Enilive e Plenitude		14.232	13.796	12.498
Refining e Chimica		20.378	19.942	19.363
Corporate e altre attività		2.969	2.548	2.318
Effetto eliminazione utili interni		(625)	(617)	(651)
		169.192	198.576	195.887
Immobilitazioni materiali nette				
Exploration & Production		41.344	51.502	48.859
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.062	1.182	1.335
Enilive e Plenitude		5.852	5.304	4.483
Refining e Chimica		1.793	1.535	1.404
Corporate e altre attività		690	538	422
Effetto eliminazione utili interni		(205)	(197)	(204)
		50.536	59.864	56.299



CAPITALE INVESTITO NETTO PER SETTORE

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Capitale Investito Netto		67.873	74.276	69.789
<i>di cui:</i>				
Exploration & Production		49.182	56.132	51.687
Global Gas & LNG Portfolio e Power		(683)	(1.322)	1.876
Enilive e Plenitude		10.424	10.396	8.688
Refining e Chimica		7.161	7.760	7.868

INVESTIMENTI

	(€ milioni)	2025	2024	2023
Exploration & Production		6.253	6.055	7.135
Global Gas & LNG Portfolio e Power		109	110	119
Enilive e Plenitude		1.232	1.303	1.064
Refining e Chimica		663	632	556
Corporate e altre attività		430	408	360
Effetto eliminazione utili interni		(40)	(23)	(19)
Investimenti tecnici^(a)		8.647	8.485	9.215
Investimenti in partecipazioni/business combination		878	2.593	2.592
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		9.525	11.078	11.807

(a) I costi capitalizzati per i quali sono stati concessi 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 (€1.371 milioni nel 2025).

PERSONALE

DIPENDENTI A FINE PERIODO

	(numero)	2025	2024	2023
Exploration & Production				
Italia		4.040	4.017	3.913
Estero		5.101	5.171	5.927
		9.141	9.188	9.840
Global Gas & LNG Portfolio e Power				
Italia		741	765	740
Estero		336	386	390
		1.077	1.151	1.130
Enilive e Plenitude				
Italia		3.937	3.827	3.656
Estero		2.127	2.072	2.103
		6.064	5.899	5.759
Refining e Chimica				
Italia		7.617	7.559	7.702
Estero		2.500	2.501	2.747
		10.117	10.060	10.449
Corporate e altra attività				
Italia		5.671	5.932	5.738
Estero		279	262	226
		5.950	6.194	5.964
Totale occupazione a fine periodo				
Italia		22.006	22.100	21.749
Estero		10.343	10.392	11.393
		32.349	32.492	33.142



TABELLA DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA

PETROLIO

(densità media di riferimento 32,35° API, densità relativa 0,8636)

1 barile	(bbl)	158,987 l petrolio ^(a)	0,159 m ³ petrolio	162,602 m ³ gas	5.232 ft ³ gas
				5.800.000 btu	
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno			
1 metro cubo	(m ³)	1.000 l petrolio	6,75 bbl	1.033 m ³ gas	36.481 ft ³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49 l petrolio	7,299 bbl	1,161 m ³ petrolio	1.187 m ³ gas 41.911 ft ³ gas

GAS

1 metro cubo	(m ³)	0,976 l petrolio	0,00675 bbl	35,314,67 btu	35,315 ft ³ gas
1.000 piedi cubi	(ft ³)	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000 btu	27,317 m ³ gas 0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m ³ petrolio	28,3 m ³ gas 1.000 ft ³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52.000.000 btu	52.000 ft ³ gas

ENERGIA ELETTRICA

1 megawattora=1.000 kWh	(MWh)	93,532 l petrolio	0,5883 bbl	0,0955 m ³ petrolio	94,488 m ³ gas	3.412,14 ft ³ gas
1 terajoule	(TJ)	25.981,45 l petrolio	163,42 bbl	25,9814 m ³ petrolio	26.939,46 m ³ gas	947.826,7 ft ³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8 l petrolio	0,68 bbl	0,109 m ³ petrolio	112,4 m ³ gas	3.968,3 ft ³ gas

(a) l petrolio: litri di petrolio.

FATTORI DI CONVERSIONE DELLE MASSE

	chilogrammo (kg)	libbra (lb)	tonnellata metrica (t)
kg	1	2,2046	0,001
lb	0,4536	1	0,0004536
t	1.000	22.046	1

FATTORI DI CONVERSIONE DELLE LUNGHEZZE

	metro (m)	pollice (in)	piede (ft)	yarda (yd)
m	1	39,37	3,281	1,093
in	0,0254	1	0,0833	0,0278
ft	0,3048	12	1	0,3333
yd	0,9144	36	3	1

FATTORI DI CONVERSIONE DEI VOLUMI

	piede cubo (ft ³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m ³)
ft ³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,232	1	159	0,158984
l	0,035315	0,00675	1	0,001
m ³	35,31485	6,75	10 ³	1



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2025: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

