

Fact
Book
2024

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

2024

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	56
Enilive e Plenitude	64
Refining e Chimica	76
Attività ambientali	86

Allegati

Risultati per settore di attività	90
Personale	95
Tabella di conversione dell'energia	96

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 2024 abbiamo assistito a enormi cambiamenti nei mercati dell'energia e dei capitali e nel contesto più ampio in cui operiamo. Queste trasformazioni comportano sfide ma anche grandi opportunità che la nostra strategia è pronta a cogliere. Nel corso del 2024 abbiamo conseguito rilevanti progressi nel raggiungimento degli obiettivi che abbiamo dichiarato negli ultimi due anni. Adattabilità e volontà di mettere in discussione i modelli convenzionali sono leve importanti per il conseguimento di tali obiettivi. In questo contesto abbiamo intrapreso azioni decisive:

ESECUZIONE FOCALIZZATA

Focalizzazione su un portafoglio accuratamente selezionato di tecnologie proprietarie, che unitamente agli asset e alla nostra presenza lungo l'intera catena del valore ci consente di avere un vantaggio competitivo distintivo e sostenibile.

L'esplorazione rimane al centro della strategia, rafforzando la nostra capacità di generare rendimenti positivi nel lungo termine. Al tempo stesso continuiamo a ridurre il time-to-market nello sviluppo delle nostre riserve grazie al nostro approccio modulare e per fasi.

La leadership tecnologica Eni è stata potenziata attraverso il nuovo sistema di super calcolo HPC6 (High-Performance Computing 6) che si colloca tra i migliori cinque al mondo e primo nel settore.

Espansione in aree ad alto potenziale come la CCS facendo leva su competenze tecniche, capacità operative e asset di alta qualità.

MODELLI DI BUSINESS INTEGRATI

Stiamo rafforzando le nostre attività industriali e con i clienti integrandole lungo la catena del valore in grado di generare una crescita altamente competitiva e rendimenti attrattivi.

Ulteriore sviluppo dell'attività di trading con l'obiettivo di catturare integralmente il margine derivante dalla combinazione tra integrazione dei business, disponibilità dei flussi fisici e degli asset industriali lungo tutta la catena del valore.

Incremento della capacità rinnovabile e la rete di punti di ricarica dei veicoli elettrici, valorizzando l'integrazione con i clienti.

Espansione della capacità di bioraffinazione integrando le materie prime degli agri-feedstock fino alla domanda finale.

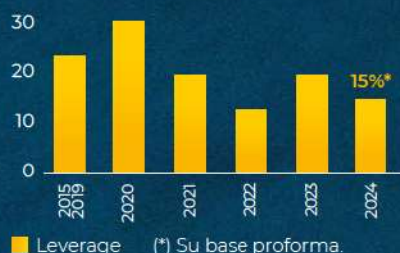
CONTINUARE AD ESTRARRE VALORE CON IL NOSTRO MODELLO SATELLITARE

Azule, Vår, Enilive, Plenitude, Ithaca e presto CCUS e Indonesia.

Le azioni intraprese nei nostri satelliti garantiscono un'efficiente fonte di capitale e supportano il bilancio. L'investimento del fondo KKR in Enilive e quello di EIP in Plenitude per un incasso complessivo di ~€4 mld sono esempi concreti e di successo della strategia satellitare di Eni, che esplicita il valore di mercato. Dal 2029, il nostro modello innovativo ha generato liquidità per €12 mld.

STRUTTURA FINANZIARIA RESILIENTE

Progettazione di strutture finanziarie in linea con le dinamiche in evoluzione dei mercati dell'energia e dei capitali, assicurando allocazione disciplinata, trasparenza e autofinanziamento della crescita.



Leverage proforma al 15% nel 2024 attraverso disciplina finanziaria e azioni di portafoglio, ci garantisce la flessibilità per continuare a investire nel business e a remunerare i nostri azionisti attraverso i cicli dell'industria.

FLESSIBILITÀ E OPPORTUNITÀ

Mantenimento di un elevato grado di adattamento strategico per rispondere in modo rapido e profittevole ai cambiamenti del contesto competitivo in cui operiamo.

Con l'evoluzione del settore energetico, siamo consapevoli delle risposte strutturali che sono necessarie in alcune delle nostre attività tradizionali. Per questo motivo, sono in corso attività di trasformazione e riposizionamento nella raffinazione e nella chimica.

Stiamo sviluppando soluzioni tecnologiche breakthrough, in particolare la fusione a confinamento magnetico per la produzione di energia elettrica a zero emissioni, con l'obiettivo di commercializzazione agli inizi del prossimo decennio.

Nella nostra struttura aziendale rafforziamo l'efficienza per allinearci ai nostri piani di crescita a lungo termine.



La chiarezza della nostra strategia ci permette di agire in modo concreto ed efficace. Nel 2024 abbiamo realizzato eccellenti risultati operativi e finanziari grazie all'attuazione della nostra strategia di crescita del valore, fondata sulla capacità tecnologica, la qualità del portafoglio, il distintivo modello satellitare e la disciplina finanziaria. Abbiamo conseguito importanti risultati a testimonianza della nostra strategia e delle nostre scelte:



Abbiamo conseguito un utile operativo proforma adjusted di **€14,3 mld** e un flusso di cassa operativo adjusted di **€13,6 mld**, in aumento rispettivamente di circa **€1,7 mld** e **€1 mld** rispetto ai nostri piani iniziali, a scenario costante.



I robusti flussi di cassa gestionali, il contributo delle dismissioni e la disciplina finanziaria nei costi e nella selezione dei progetti ci hanno consentito di investire **€8,8 mld nella crescita** del business e di potenziare la remunerazione degli azionisti, attraverso la crescita del dividendo, ad **€1 per azione** (+4% rispetto al 2023), e un programma di riacquisto azioni proprie di **€2 mld**, quasi raddoppiato rispetto a quanto inizialmente comunicato al mercato.



Nell'**upstream** abbiamo registrato una crescita produttiva posizionandoci nella parte superiore della nostra guidance iniziale a **1,7 mln boe/g** e rafforzato la nostra posizione di leadership nell'esplorazione con un altro anno eccezionale. Sono state scoperte **1,2 mld boe di risorse al costo di 1 \$/boe**, grazie alle rilevanti scoperte di Calao nell'offshore della Costa d'Avorio e al significativo incremento di risorse a Cipro e nel bacino del Kutei in Indonesia.



Risultati robusti a dimostrazione della solidità del modello di business di **GGP** con un utile operativo proforma adjusted di **€1,1 mld**, beneficiando della continua ottimizzazione del portafoglio gas/LNG.



Enilive ha confermato la resilienza della redditività e ottenuto tre decisioni finali di investimento per le nuove bioraffinerie in Malesia, Corea del Sud e Italia. Abbiamo triplicato la produzione di agri-feedstock. Inoltre, è stata avviato in Sicilia il primo impianto per la produzione di biojet.



Plenitude ha incrementato di oltre 30% la sua capacità installata da fonti rinnovabili e ha ampliato significativamente la sua pipeline di progetti, superando le aspettative di EBITDA per l'intero anno, grazie a una solida performance nel mercato retail. Siamo inoltre diventati il secondo player italiano nelle infrastrutture di ricarica elettrica, con oltre 21.000 punti di ricarica. Forniamo servizi ad oltre 10 milioni di clienti, il 42% nel retail power.



Per **Versalis** è stato varato un piano di rilancio che prevede la razionalizzazione delle attività a scarsa marginalità, del cracking e della produzione di polietilene, la riconversione del portafoglio prodotti in una piattaforma a elevato valore focalizzata su biochimica, economia circolare/da riciclo e polimeri specializzati. Il piano consentirà l'evoluzione della Chimica verso un modello di business capace di sfruttare la leva tecnologica per creare vantaggi competitivi nella transizione, in linea con la strategia di Eni.



La **CCS** ha registrato importanti sviluppi nel 2024: a settembre è stata avviata la Fase 1 a Ravenna mentre abbiamo riportato importanti progressi verso il sanzionamento del progetto Hynet nel Regno Unito. Crediamo nell'opportunità di affrontare la decarbonizzazione dei settori hard-to-abate, combinando le attività di trasporto e stoccaggio e supportando gli emettitori lungo l'intera catena del valore.



Le **emissioni nette (scope 1+2) upstream** sono diminuite nel 2024 del **55%** (vs. baseline del 2018), in linea con l'obiettivo Net Zero Upstream al 2030.

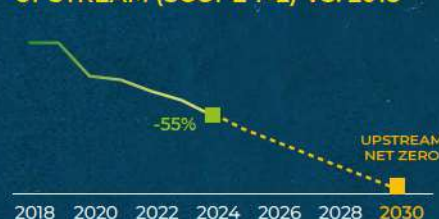
UTILE OPERATIVO PROFORMA ADJUSTED (€ MLD)



GENERAZIONE DI CASSA (€ MLD)



RIDUZIONE EMISSIONI NETTE UPSTREAM (SCOPE 1+2) VS. 2018



Principali dati

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI

	(€ milioni)	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		88.797	93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822
Utile (perdita) operativo		5.238	8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Esclusione special item		4.676	4.986	3.440	(1.186)	3.855	2.388	1.161
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		434	562	(564)	(1.491)	1.318	(223)	96
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		10.348	13.805	20.386	9.664	1.898	8.597	11.240
Utile (perdita) operativo proforma adjusted ^(a)		14.322	17.809	25.333	-	-	-	-
Utile (perdita) netto ^(b)		2.624	4.771	13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		5.257	8.322	13.301	4.330	(758)	2.876	4.583
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.092	15.119	17.460	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		8.485	9.215	8.056	5.234	4.644	8.376	9.119
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.648	53.644	55.230	44.519	37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		12.175	10.899	7.026	8.987	11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		18.628	16.235	11.977	14.324	16.586	17.125	n.a.
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	0,20	0,13	0,20	0,31	0,24	0,16
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,33	0,30	0,22	0,32	0,44	0,36	n.a.
Capitale investito netto		74.276	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

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

(a) Fonte: Platt's Oilgram.

(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. Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo. I valori relativi agli esercizi 2023 e 2022 sono stati riesposti.

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

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

Clima		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,8	9,0	10,0	11,2	11,5	15,0	15,0
Net Carbon footprint Eni (Scope 1+2) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	23,6	26,2	30,0	33,7	33,1	37,7	37,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		181	174	164	176	185	204	203
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) ^(a)		395	398	419	456	439	501	505
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) ^(a)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	65	66	66	67	68	68	68
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(c)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,2	22,7	25,0	26,9	25,7	28,3	30,8
Emissioni indirette di GHG (Scope 2) ^(c)		0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6
Emissioni dirette di metano (Scope 1) ^(c)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	16,0	16,6	26,4	29,6	33,5	36,1	69,1

Salute, Sicurezza e Ambiente ^(d)		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,67	0,57	0,51	0,49	0,48	0,42	0,40
di cui: dipendenti		0,69	0,66	0,41	0,55	0,51	0,27	0,41
contrattisti		0,66	0,52	0,56	0,46	0,46	0,47	0,40
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	2.815	12.719	5.628	4.361	5.641	6.665	5.819
di cui: da atti di sabotaggio		2.140	5.094	5.253	3.053	4.861	6.245	3.602
operativi		675	7.625	375	1.308	780	420	2.217
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	127	109	101	113	107	122	112
Acqua di produzione reiniettata	(%)	51	42	43	46	40	45	46

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

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

(a) KPI calcolati su base equity. Alla luce dell'aggiornamento nel 2024 dei coefficienti Global Warming Potential da parte dell'IPCC, i dati dal 2018 al 2023 sono coerentemente esposti.

(b) Categoria 11 - GHG Protocol/Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) 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. I dati dal 2018 al 2023 sono coerentemente esposti.

(d) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non. I dati dal 2018 al 2023 sono coerentemente esposti.

ENI IN BORSA

DATI PER AZIONE

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

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2024 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

(e) 1 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

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

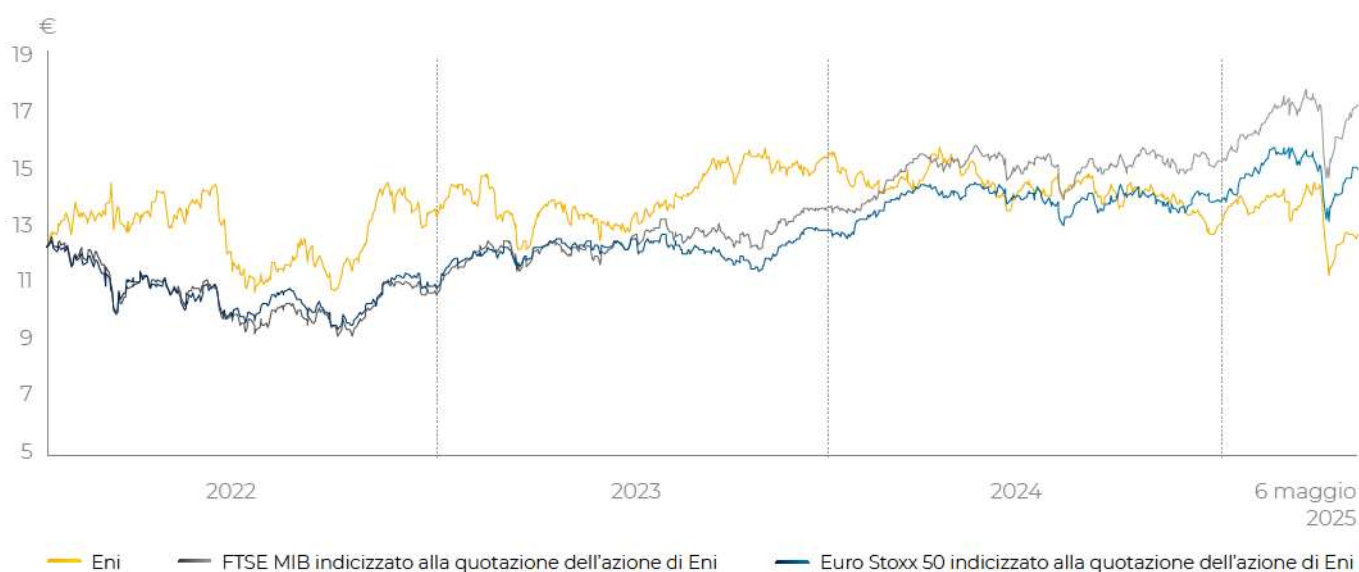
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

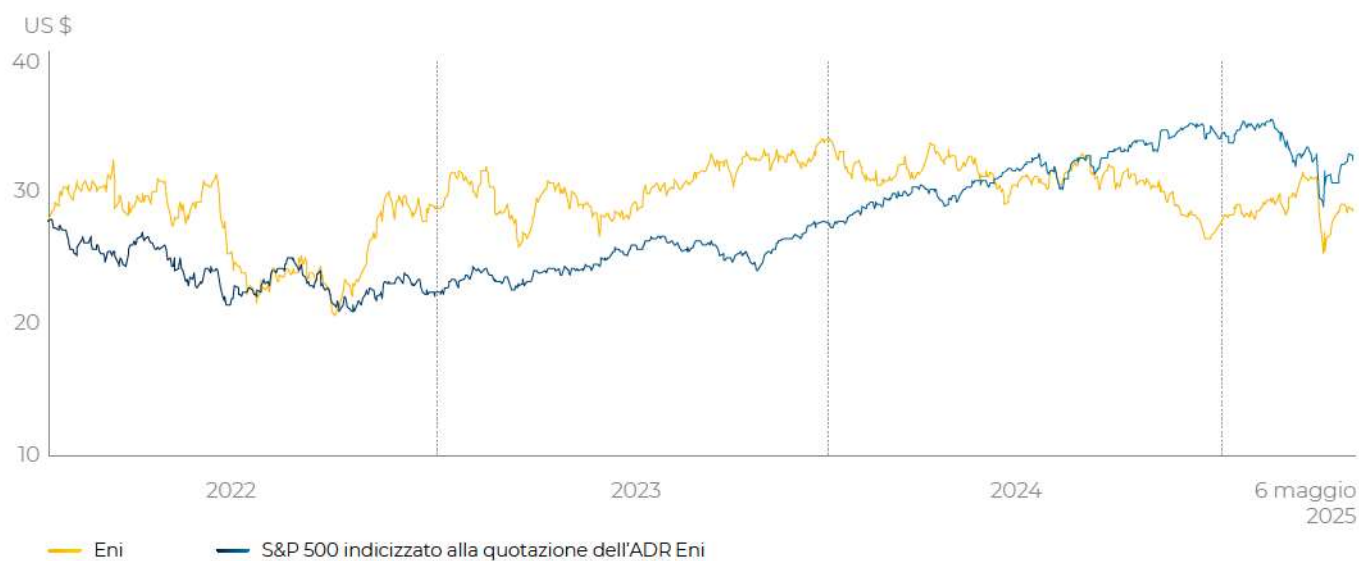
INFORMAZIONI RIGUARDANTI I COLLOCAMENTI DELLE AZIONI

		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
di cui: per attribuzione bonus share		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

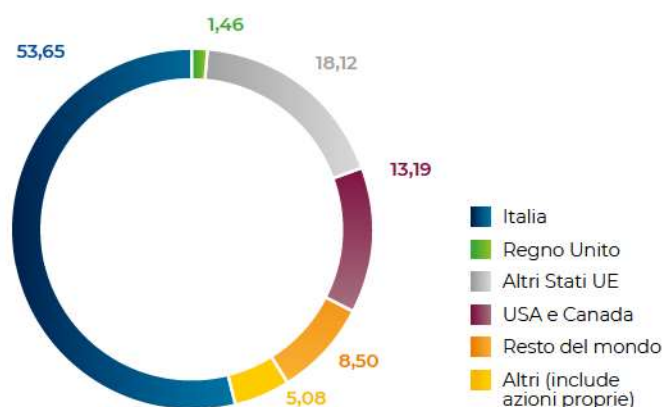
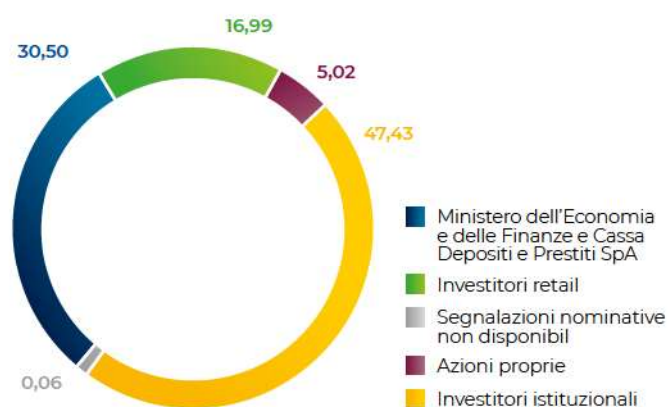
(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2024.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO
(31 DICEMBRE 2021 - 6 MAGGIO 2025)

Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG.

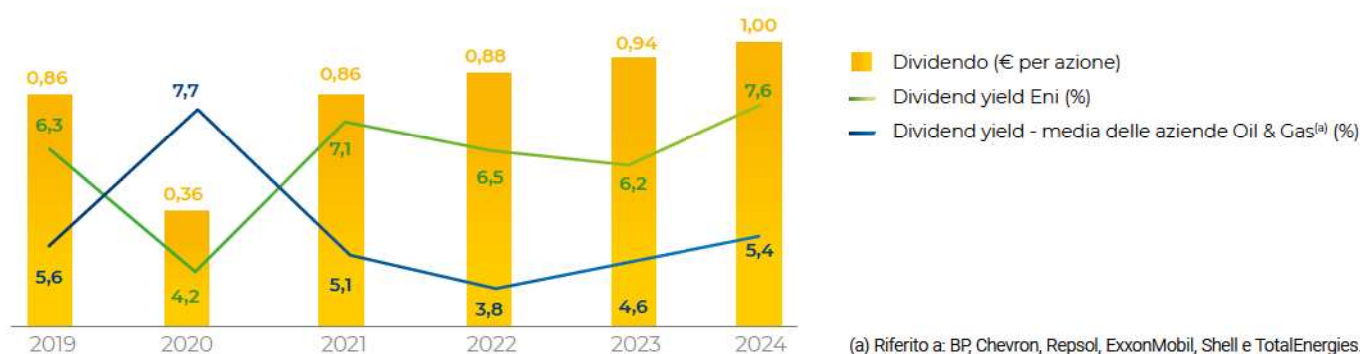
ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR ENI SULLA BORSA DI NEW YORK
(31 DICEMBRE 2021 - 6 MAGGIO 2025)

Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG.

RIPARTIZIONI AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA^(a) (%)STRUTTURA DEL CAPITALE SOCIALE^(a) (%)

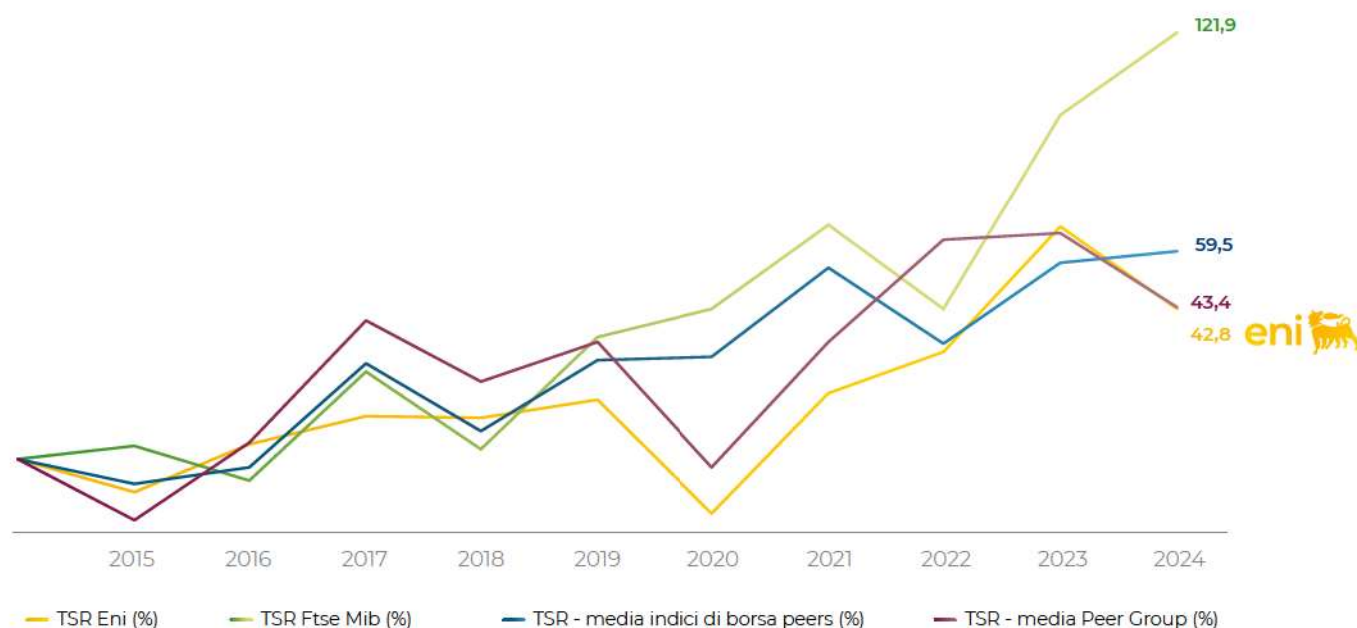
(a) I dati rappresentati nel grafico sono quelli risultanti dal pagamento della seconda tranche a titolo e in luogo del dividendo 2024, aggiornati al 18 marzo 2025 con le segnalazioni nominative ricevute dagli intermediari.

DIVIDENDO PER AZIONE



(a) Riferito a: BP, Chevron, Repsol, ExxonMobil, Shell e TotalEnergies.

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



DATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

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

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)	31 Dic. 2024	31 Dic. 2023	31 Dic. 2022	31 Dic. 2021	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018
Capitale immobilizzato	89.003	83.278	81.041	74.251	69.899	80.934	71.567
Immobili, impianti e macchinari	59.864	56.299	56.332	56.299	53.943	62.192	60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.822	4.834	4.446	4.821	4.643	5.349	
Attività immateriali	6.434	6.379	5.525	4.799	2.936	3.059	3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.595	1.576	1.786	1.053	995	1.371	1.217
Partecipazioni	15.545	13.886	13.294	7.181	7.706	9.964	7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.107	2.335	1.978	1.902	1.037	1.234	1.314
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.364)	(2.031)	(2.320)	(1.804)	(1.361)	(2.235)	(2.399)
Capitale di esercizio netto	(14.271)	(13.398)	(13.204)	(14.728)	(14.663)	(14.791)	(11.324)
Rimanenze	6.259	6.186	7.709	6.072	3.893	4.734	4.651
Crediti commerciali	12.562	13.184	16.556	15.524	7.087	8.519	9.520
Debiti commerciali	(15.170)	(14.231)	(19.527)	(16.795)	(8.679)	(10.480)	(11.645)
Attività (passività) tributarie nette	144	(2.112)	(2.991)	(3.678)	(2.198)	(1.594)	(1.364)
Fondi per rischi e oneri	(15.774)	(15.533)	(15.267)	(13.593)	(13.438)	(14.106)	(11.626)
Altre attività (passività) di esercizio	(2.292)	(892)	316	(2.258)	(1.328)	(1.864)	(860)
Fondi per benefici ai dipendenti	(681)	(748)	(786)	(819)	(1.201)	(1.136)	(1.117)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	225	747	156	139	44	18	236
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.276	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362
Patrimonio netto	55.648	53.644	55.230	44.519	37.493	47.900	51.073
<i>di competenza: - azionisti Eni</i>	<i>52.785</i>	<i>53.184</i>	<i>54.759</i>	<i>44.437</i>	<i>37.415</i>	<i>47.839</i>	<i>51.016</i>
<i>- interessenze di terzi</i>	<i>2.863</i>	<i>460</i>	<i>471</i>	<i>82</i>	<i>78</i>	<i>61</i>	<i>57</i>
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	10.899	7.026	8.987	11.568	11.477	8.289
Passività per leasing:	6.453	5.336	4.951	5.337	5.018	5.648	
- di cui working interest Eni	5.837	4.856	4.457	3.653	3.366	3.672	
- di cui working interest follower	616	480	494	1.684	1.652	1.976	
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16	18.628	16.235	11.977	14.324	16.586	17.125	8.289
COPERTURE	74.276	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,22	0,20	0,13	0,20	0,31	0,24	0,16
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,33	0,30	0,22	0,32	0,44	0,36	n.a.
Gearing	0,25	0,23	0,18	0,24	0,31	0,26	0,14

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(€ milioni)	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto	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	9.951	7.781	4.369	8.568	12.641	10.480	7.657
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(601)	(441)	(524)	(102)	(9)	(170)	(474)
- dividendi, interessi e imposte	4.246	5.596	8.611	5.334	3.251	6.224	6.168
Variazione del capitale di esercizio	1.286	1.811	(1.279)	(3.146)	(18)	366	1.632
Dividendi incassati da partecipate	1.946	2.255	1.545	857	509	1.346	275
Imposte pagate	(5.826)	(6.283)	(8.488)	(3.726)	(2.049)	(5.068)	(5.226)
Interessi (pagati) incassati	(674)	(460)	(735)	(764)	(875)	(941)	(522)
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.092	15.119	17.460	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici	(8.485)	(9.215)	(8.056)	(5.234)	(4.644)	(8.376)	(9.119)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(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	2.788	596	1.202	404	28	504	1.242
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(996)	(348)	2.361	289	(735)	(254)	942
Free cash flow	3.806	3.560	9.656	5.582	(921)	1.258	6.468
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(531)	2.194	786	(4.743)	1.156	(279)	(357)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(1.293)	315	(2.569)	(244)	3.115	(1.540)	320
Rimborso di passività per beni in leasing	(1.205)	(963)	(994)	(939)	(869)	(877)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.522)	(4.882)	(4.841)	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.640	(138)	(138)	1.924	2.975		
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	83	(62)	16	52	(69)	1	18
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(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	13.590	16.498	20.380	12.711	6.726	11.700	12.529

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

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

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

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

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI ORIGINE

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

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

	(€ milioni)	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		54.204	58.170	85.139	41.174	21.432	36.272	41.125
Costi per servizi		12.217	11.512	10.303	10.646	9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi		1.512	1.432	2.301	1.233	876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		1.397	1.369	2.985	707	349	858	1.120
Altri oneri		2.073	1.746	2.069	1.983	1.317	879	1.130
<i>a dedurre:</i>								
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(289)	(393)	(268)	(194)	(133)	(202)	(198)
		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)	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Revisione contabile		28.235	25.982	23.637	18.858	19.605	15.748	25.445
Servizi di audit		3.602	3.580	3.563	4.511	1.412	1.045	1.628
		31.837	29.562	27.200	23.369	21.017	16.793	27.073

COSTO LAVORO

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

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

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

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

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

INVESTIMENTI TECNICI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(€ milioni)	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia	2.009	2.006	1.475	1.333	1.198	1.402	1.424
Resto dell'Unione europea	673	485	415	199	152	306	267
Resto d'Europa	308	235	205	202	119	9	538
Africa	3.276	4.105	3.163	1.604	1.443	3.902	4.533
America	556	609	1.266	659	441	1.017	534
Asia	1.519	1.471	1.390	1.203	1.267	1.685	1.782
Altre aree	144	304	142	34	24	55	41
Totale estero	6.476	7.209	6.581	3.901	3.446	6.974	7.695
Investimenti tecnici	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 ("Measure 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 statutaria 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.

Leverage

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

EBITDA

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più ammortamenti e svalutazioni. 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.

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

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).

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.

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

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

TABELLA DI RICONCiliaZIONE RISULTATI NON-GAAP VS. RISULTATI GAAP PER GLI ANNI 2018-2024

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

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 a fine periodo		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 a fine periodo		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 a fine periodo		13.993	12.777	11.533	11.977	11.977

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 a fine periodo		17.507	15.323	16.622	14.324	14.324

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

(b) Di competenza Eni.

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI^(a)

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 a fine periodo		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 a fine periodo		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

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	5,5	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)	(0,2)	15,0	4,7	13,0	8,1
PSV ^(d)	(€/MWh)	99	97	197	95	122
TTF ^(d)		96	96	196	94	121

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

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo. I valori del SERM per i trimestri 2023 e 2022 sono stati coerentemente riesposti.

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

DATI DI SCENARIO

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: Platt's Oilgram.

(b) Fonte BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo. I valori del SERM per i trimestri 2023 sono stati coerentemente riesposti.

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

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

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 prodotti petroliferi - Rete Italia	(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	1.654
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 prodotti petroliferi - Rete Italia	(mln ton)	1,26	1,32	1,42	1,32	5,32

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 prodotti petroliferi - Rete Italia	(mln ton)	1,20	1,35	1,46	1,38	5,39

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

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

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

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

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	56

TRANSITION BUSINESSES

Enilive e Plenitude	64
---------------------	----

INDUSTRIAL TRANSFORMATION

Refining e Chimica	76
Attività ambientali	86

Criteri di redazione

Dal 1° ottobre 2024, il management ha definito una nuova organizzazione del Gruppo costituita da tre raggruppamenti di business:

- I. Chief Transition & Financial Officer con la responsabilità di valorizzare i business legati alla transizione;
- II. Global Natural Resources con la responsabilità di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore oil & gas facendo leva sul portafoglio di asset e l'eccellenza operativa;
- III. Industrial Transformation con la responsabilità di completare la ristrutturazione e la trasformazione della chimica e dei business downstream.

Sulla base delle attribuzioni delle responsabilità di profitto, la segment information di Gruppo è stata così ridefinita:

- I. Exploration & Production, che integra i risultati delle attività di commercializzazione di petrolio e prodotti petroliferi, al fine di sviluppare sinergie e catturare i margini lungo tutta la catena del valore;
- II. Global Gas & LNG Portfolio aggregato con il Power, in considerazione del fatto che le attività di generazione di energia elettrica sono accessorie alle attività di fornitura e trading di gas;
- III. Enilive e Plenitude, entrambe impegnate nella transizione energetica, condividendo una strategia comune di

crescita e creazione di valore, che fa leva sulle opportunità di cross-selling nel settore retail;

- IV. Refining e Chimica, focalizzato sulla ristrutturazione e la trasformazione industriale del settore della chimica e del downstream oil;
- V. Corporate e altre attività, impegnate nelle attività di supporto alle imprese, servizi ambientali e nelle attività in fase di sviluppo della CCS e dell'agribusiness.

La segment information è stata riesposta per i periodi comparativi 2023 e 2022.

Exploration & Production



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2024	2023	2022
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,46	0,43	0,43
di cui: dipendenti		0,18	0,48	0,16
contrattisti		0,52	0,41	0,49
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	54.440	55.773	61.834
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		6.715	8.693	16.158
Utile operativo proforma adjusted		13.022	13.538	21.062
Utile (perdita) netto adjusted		4.777	5.648	10.957
Investimenti tecnici		6.055	7.135	6.252
Profit per boe ^{(c)(d)}	(\$/boe)	11,3	14,5	9,8
Opex per boe ^(e)		9,2	8,6	8,4
Cash Flow per boe		17,3	19,4	29,6
Finding & Development cost per boe ^{(d)(e)}		22,7	26,3	24,3
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		57,56	59,35	73,98
Produzione di idrocarburi ^(e)	(migliaia di boe/giorno)	1.707	1.655	1.610
Riserve certe di idrocarburi ^(e)	(milioni di boe)	6.497	6.614	6.628
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,4	10,6	11,3
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	124	69	47
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.188	9.840	9.733
di cui: all'estero		5.171	5.927	5.831
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,7	7,6	8,4
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(a)	(miliardi di Sm ³)	0,1	0,2	0,3
Volumi totali di Oil spill (>1 barile) ^(a)	(barili)	2.163	5.132	5.587
Acqua di formazione reiniettata ^(a)	(%)	51	42	43

(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. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.

(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 2024 il settore Exploration & Production ha continuato a crescere e creare valore. La produzione upstream ha registrato un incremento del 3% raggiungendo 1,71 milioni di boe/giorno per effetto degli sviluppi organici in Costa d'Avorio, Congo e Mozambico, dell'avvio del progetto a gas Argo-Cassiopea nell'offshore siciliano, nonché della acquisizione del gruppo britannico Neptune. Grazie all'esplorazione di successo e all'avanzamento dei nuovi progetti, il settore E&P pone le basi per una nuova fase di sviluppo. L'esplorazione, con 1,2 miliardi di boe di nuove risorse scoperte nell'anno, si conferma motore di crescita e di creazione di valore. Il business upstream continua a ridurre il time-to-market della produzione delle riserve grazie all'approccio fast track e per fasi nello sviluppo dei progetti. Nel Regno Unito, replicando il modello satellitare di successo, è stata creata Ithaca Energy, entità geograficamente focalizzata, che combina due portafogli complementari con l'obiettivo di massimizzare le opportunità di crescita, le sinergie e la generazione di cassa. In Indonesia, anche grazie all'integrazione degli asset di Neptune, è stato approvato dalle autorità locali il programma di sviluppo di due complessi a gas di rilevanza mondiale: il Northern hub, che comprende l'eccezionale scoperta Geng North; e l'estensione del Southern hub, che prolungherà la vita utile della FPU Jangkrik. Nel Mediterraneo orientale, lo storico accordo con Cipro ed Egitto per la valorizzazione delle significative riserve di gas cipriota del Blocco 6, facendo leva sulle infrastrutture già presenti in Egitto presso il giacimento di Zohr e l'impianto di liquefazione di Damietta, ha posto le basi per la creazione di un hub del gas e l'apertura di una nuova via di rifornimenti gas per l'Europa.

Inoltre, è in via di definizione un accordo strategico con Petronas per combinare i rispettivi portafogli gas in Indonesia e Malesia, ponendo le premesse per creare un nuovo satellite che produrrà 500 mila boe/giorno nel medio termine su un lungo plateau produttivo grazie al rilevante potenziale minerario. Dal lato delle dismissioni, sono state completate le cessioni delle attività petrolifere in Alaska, in Nigeria e in Congo, in linea con la strategia di ottimizzazione del portafoglio e maggiore focus sui progetti core.

I PAESI DI ATTIVITÀ

Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2024 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 64 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 9.436 chilometri quadrati (7.797 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2024, l'annullamento del PiTESAI ha riportato la situazione legislativa dei titoli minerari a quella originaria, consentendo l'attività

in aree precedentemente indicate come non idonee. Inoltre, con il Decreto 153/2024 (D.L. Ambiente) sono state introdotte una serie di variazioni alla normativa mineraria tra cui la più rilevante è la riduzione da 12 a 9 miglia dalla costa del divieto di condurre attività upstream.

Le attività di produzione sono regolate da contratti di concessione in esercizio (23 nell'onshore e 46 nell'offshore) e sono svolte nel Mare Adriatico e Ionio, nell'Appennino Centro-Meridionale e nell'onshore/offshore siciliano.

MARE ADRIATICO E IONIO

Produzione I principali giacimenti di Barbara, Emilio-Donata, Cervia-Arianna, Clara NW (Eni 51%), Luna ed Hera Lacinia hanno fornito nel 2024 circa il 32% della produzione Eni di gas in Italia. La produzione, operata attraverso una cinquantina di 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) lo start-up produttivo del pozzo Donata 4 attraverso il collegamento alle facility esistenti; (ii) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nel campo di Cervia; (iii) la razionalizzazione impiantistica degli asset; e (iv) l'efficientamento delle facility di compressione nelle centrali di Casalborsetti e Falconara con riduzione delle emissioni di CO₂. Il completamento di tale attività è previsto nel corso del 2025. Inoltre, è stato completato a Ravenna un progetto realizzato da Joule, la scuola di Eni per l'Impresa, focalizzato su tecnologie legate al mondo della blue e green economy per supportare la transizione delle imprese del territorio grazie a partnership e collaborazioni industriali.

Nel 2024, nell'ambito dell'Accordo di collaborazione pluriennale con il Comune di Crotone sono state realizzate iniziative di valorizzazione urbana, paesaggistica e culturale, nonché progetti di diversificazione economica, salute e programmi a supporto del settore ittico.

Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility dei giacimenti esauriti, sono proseguite le attività di chiusura mineraria dei pozzi onshore e offshore. Nel corso dell'anno è stato assegnato il contratto per la dismissione di 10 piattaforme. L'avvio delle attività, il cui iter autorizzativo è in linea con quanto previsto dal Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse", è previsto nel 2025.

APPENNINO CENTRO-MERIDIONALE

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 61%) 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. Nel 2024 i giacimenti della Val d'Agri hanno fornito circa il 48% della produzione di idrocarburi Eni in Italia.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) interventi di side track su due pozzi, così come approvato nel Programma Lavori. L'avvio produttivo è previsto nel 2025; e (ii) attività di ottimizzazione della produzione allo scopo di contrastare il declino naturale della produzione.

Nel 2024 è proseguito l'impegno nell'ambito del Nuovo Protocollo d'Intenti tra Eni, Shell e Regione Basilicata che include la realizzazione di progetti "non oil" a favore dello sviluppo locale. In particolare, le attività nel corso dell'anno hanno riguardato: (i) la firma di un accordo con la Regione Basilicata e Acquedotto Lucano per la realizzazione di impianti fotovoltaici con una capacità complessiva circa 49 MWp a supporto del settore idrico; (ii) la definizione dell'accordo con l'Agenzia Lucana di Sviluppo e di Innovazione in Agricoltura (ALSIA) per la creazione di una filiera agricola per la produzione di biocarburanti; (iii) il completamento di un primo programma a sostegno dell'imprenditoria locale con il supporto di Joule, la scuola di Eni per l'impresa; (iv) le iniziative di valorizzazione del patrimonio culturale in collaborazione con il Comune di Viggiano; (v) le attività del Progetto Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione nell'area adiacente al Centro Olio Val d'Agri con programmi di agricoltura sostenibile e di sperimentazione agricola, attività formative rivolte alle scuole e ai centri di formazione tecnica; e (vi) programmi di sostenibilità energetica definiti dall'accordo con 11 Comuni della Val d'Agri nonché le iniziative definite dall'accordo con la Regione Basilicata nell'ambito del progetto preliminare Lucani Ambiente e Salute (LucAS).

SICILIA

Produzione Eni è operatore in 11 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano, che nel 2024 hanno contribuito per circa il 15% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Giaurone, Bronte nonché Argo/Cassiopea (Eni 60%) avviato nell'agosto 2024. Il progetto Argo Cassiopea è il più importante progetto di sviluppo di gas in Italia degli ultimi anni. La produzione di gas dei 4 pozzi del campo viene trasportata attraverso una condotta sottomarina fino all'impianto di trattamento di Gela, per poi essere immessa nella rete nazionale. Il progetto, grazie alla configurazione e alle scelte progettuali, raggiungerà la carbon neutrality (Scope 1 e 2).

Sviluppo Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, nel corso dell'anno sono stati firmati: (i) due accordi attuativi con il Comune di Gela per interventi di riqualificazione urbana; e (ii) un ac-

cordo con il Comune di Gela, Regione Siciliana, Autorità Portuale di Sicilia Occidentale, Protezione Civile per contribuire alla riqualifica del Porto Rifugio di Gela. Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, a seguito della ratifica dell'accordo quadro con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela, proseguono le attività per la creazione di un centro stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate.

Inoltre, nel 2024 è proseguito il progetto, avviato nel 2023, per il supporto alle spese di logistica e distribuzione delle derrate alimentari da parte del Banco Alimentare della Sicilia Onlus ai soggetti del territorio aderenti al programma.

Esplorazione A fine 2024 è stato perforato, con esito positivo, il pozzo esplorativo GEMINI 1 situato nell'offshore siciliano. L'avvio produttivo, una volta ottenute tutte le autorizzazioni previste, avverrà collegando il pozzo alle infrastrutture già esistenti del campo Argo Cassiopea.

Resto d'Europa

NORVEGIA

Eni è presente in Norvegia dal 1965 e opera attraverso la partecipata Vår Energi.

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 40.256 chilometri quadrati (10.174 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 181 mila boe/giorno.

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 La produzione è fornita dai giacimenti operati da Vår Energi di Goliat (Eni 41%) nel Mare di Barents, Marulk (Eni 12,61%) nel Mare di Norvegia, Balder & Ringhorne (Eni 56,74%) e Ringhorne East (Eni 44,11%) nel Mare del Nord e dei giacimenti non operati in 36 licenze produttive nella piattaforma continentale norvegese tra cui: Åsgard (Eni 14,28%), Mikkel (Eni 30,50%), Great Ekofisk Area (Eni 7,81%), Snorre (Eni 11,70%), Ormen Lange (Eni 4,00%), Statfjord Unit (Eni 13,47%), Statfjord Satellites East (Eni 12,95%), Statfjord Satellites North (Eni 15,76%), Statfjord Satellites Sygna (Eni 13,24%) e Grane (Eni 17,85%).

Il 31 Marzo 2025 è stata avviata la produzione del giacimento a olio Johan Castberg, nel Mare di Barents, 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.

Sviluppo Le principali attività di sviluppo hanno riguardato i progetti sanzionati di Balder X, nella licenza PL 001 nel Mare del Nord, e di Halten East. Le attività di sviluppo sono in corso e l'avvio produttivo

dei progetti è previsto nel 2025. Inoltre, nel corso del 2024 è stato sanzionato il progetto Balder Phase V.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con un totale di 13 pozzi perforati negli hub operati di Ringhorne North, Cerisa e Countach, vicini alle infrastrutture produttive esistenti di Balder, Gjoa e Goliat rispettivamente.

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 4.542 chilometri quadrati (1.599 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 2024 è stata di 13 mila boe/giorno in quota Eni e deriva principalmente dai giacimenti E17a-A (Eni 37,15%), F3 (Eni 58,96%), blocchi G (Eni da 32,85% a 60%), K2b-A (Eni 56,62%), K9ab-B (Eni da 31,06% a 35,43%), L12-L15 (Eni da 30% a 60,23%), L10/K12 (Eni da 30,39% a 49,29%), L5 hub (Eni da 59,50% a 60%), Q13a-A (Eni 50%) e K6-D (Eni 27,47%).

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato principalmente: (i) programmi di ottimizzazione della produzione nelle licenze K12-G e K2b-A6; e (ii) le attività di concept definition del progetto di sviluppo del giacimento L7F con final investment decision attesa nel corso del 2025.

REGNO UNITO

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964.

Nell'ottobre 2024, Eni ha completato l'aggregazione della quasi totalità dei propri asset di esplorazione e produzione situati nel Paese, esclusi quelli situati nel Mare d'Irlanda e quelli legati ai progetti CCUS, agli asset di Ithaca Energy plc. A fronte di tale aggregazione Eni UK ha ricevuto azioni ordinarie di Ithaca di nuova emissione rappresentative di una partecipazione pari a circa il 37,17% del capitale sociale di Ithaca. L'operazione è stata approvata dalle autorità competenti, ivi incluse le autorità antitrust. L'operazione replica il successo delle precedenti business combination effettuate da Eni in ambito upstream, in applicazione del proprio modello di business satellitare distintivo.

Ithaca Energy al 31 dicembre 2024 detiene licenze per 37 campi, di cui 10 campi produttivi operati, localizzati nel Mar del Nord.

La superficie sviluppata e non sviluppata è di 10.295 chilometri quadrati (4.607 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione Nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 51 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo del progetto Talbot; e (ii) il completamento delle attività di drilling e conseguente avvio produttivo di tre pozzi di sviluppo nel campo di Seagull. Un ulteriore pozzo di sviluppo è stato completato nell'anno e lo start-up è atteso nel 2025.

Esplorazione Nell'anno sono state acquisite tre licenze esplorative P2638, P2664 e P2668 nel Mare del Nord.

Africa Settentrionale

ALGERIA

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2024 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 137 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 18.693 chilometri quadrati (8.095 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel luglio 2024 è stato firmato un Memorandum d'Intesa con Sonatrach e Sonelgaz per studi di fattibilità di un progetto congiunto per produrre in Algeria energia elettrica da fonti rinnovabili, trasportarla attraverso un cavo sottomarino tra Algeria e Italia e commercializzarla in Europa.

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

Produzione La produzione deriva principalmente dai blocchi: (i) i Blocchi 403a/d (Eni 100%); (ii) il Blocco ROM Nord (Eni 35%); (iii) i Blocchi 401a/402a (Eni 100%); (iv) il Blocco 403 (Eni 50%); (v) il Blocco 405b (Eni 75%); (vi) i Blocchi di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Berkine Nord (Eni 49%); (vii) il Blocco di Berkine Sud (Eni 75%); (viii) le concessioni di In Amenas (Eni 45,89%) e In Salah (Eni 33,15%) situate nel Sahara meridionale e la concessione di Touat (Eni 35,1%) nel Sahara occidentale, quest'ultimo a seguito del completamento dell'acquisizione di Neptune. Inoltre, Eni partecipa nei blocchi 404a e 208 con una quota del 17,5%.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso la perforazione di sette pozzi nella concessione di Berkine Nord e di un pozzo nella concessione di Berkine Sud; (ii) il completamento del progetto ROD Debottlenecking con incremento della capacità di trattamento del gas dell'impianto esistente; e (iii) le attività di costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW nel campo di BRN nel blocco 403, addizionale all'impianto da 10 MW già realizzato nel 2020. Sono in corso di valutazione i programmi per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 12 MW nel campo di MLE nel blocco 405b.

EGITTO

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2024 la produzione di idrocarburi è stata di 279 mila boe/giorno in quota Eni. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 29.981 chilometri quadrati (10.205 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2025 è stato firmato un importante accordo con le competenti autorità di Egitto e Cipro per lo sfruttamento della scoperta a gas

di Cronos nell'offshore di Cipro facendo leva sulle infrastrutture esistenti in Egitto. L'accordo prevede il trasporto e trattamento tramite le facility di Zohr per poi essere liquefatto nell'impianto LNG di Damietta ed esportato verso i mercati europei.

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

Produzione La produzione è fornita principalmente dagli asset: (i) blocco Shoruk (Eni 50%) 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 (Eni 100%); (iii) area del Deserto Occidentale, con le concessioni Meleiha (Eni 76%), East Obayed (Eni 75%) e South West Meleiha (Eni 75%); e (iv) concessioni di Baltim (Eni 50%), North El Hammad (37,5%), Nile Delta (Eni 75%), North Port Said (Eni 100%) e Temsah (Eni 50%). Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni in produzione di Ras el Barr (Eni 50%) e South Ghara (Eni 25%).

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 Nel corso dell'anno è proseguito il programma di ottimizzazione della produzione nelle aree del Sinai, del Deserto Occidentale e del Mediterraneo. In particolare, nel giacimento in produzione di Zohr sono stati finalizzati: (i) un progetto di compressione attraverso una sinergia operativa con il vicino impianto di El Gamil; e (ii) un progetto per aumentare la capacità di trattamento acqua dell'impianto onshore.

Inoltre, nel Deserto Occidentale le attività hanno riguardato: (i) il progetto Meleiha Fase 2 con il completamento di una linea di trasporto gas che ha consentito di migliorare la flessibilità operativa; e (ii) il completamento del programma di flaring down dell'impianto di trattamento olio di Meleiha. Con questo progetto Eni in Egitto raggiunge l'obiettivo di Zero Routine Flaring in anticipo rispetto al piano originario.

Le attività di sviluppo proseguono anche attraverso diverse iniziative per lo sviluppo locale. In Port Said tali progetti prevedono tra le principali aree d'intervento: (i) educazione tecnica, con la costituzione della Zohr Applied Technology School (ATS), nonché l'avvio del progetto di Educazione Universitaria in Energy Engineering Technology, in collaborazione con il Politecnico di Milano ed Eni Corporate University, e (ii) iniziative di sensibilizzazione, fornitura di attrezzature mediche e sviluppo di capacità specialistiche del personale sanitario locale.

Nei Governatorati di South Sinai e Matrouh sono stati completati due progetti di supporto all'agricoltura dedicati al miglioramento della resilienza delle comunità che vivono in contesti di alta vulnerabilità alla desertificazione, con circa 6.000 persone beneficiarie. Nei Governatorati di Matrouh e Damietta sono state inoltre avviate due Applied Technology School che saranno ulteriormente supportate da AICS (Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo).

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).

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni a più elevato rischio politico nel recente passato. La situazione di maggiore stabilità interna ha consentito un sostanziale svolgimento delle attività estrattive nel 2024, nonché il progredire dei diversi progetti di sviluppo sanzionati nel 2023. Per maggiori informazioni si rimanda alla sezione "Fattori di rischio e incertezza" della Relazione Finanziaria Annuale 2024. La produzione Eni in Libia nell'esercizio è stata di 176 mila boe/giorno, pari a circa il 10% della produzione complessiva del Gruppo.

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

Produzione La produzione deriva da 6 blocchi in 5 aree contrattuali: blocchi onshore: (i) Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%); (ii) Area B, ex Concessione 100 (Bu-Attifel) e il Blocco NC 125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Eni 33,3%); (iv) Area D, con il Blocco NC 169, nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%) e blocchi offshore: (v) Area C, con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%) ed (vi) Area D, con il Blocco NC 41, parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

Sviluppo Le attività di sviluppo sono proseguite in tutti i progetti in corso. In particolare: (i) nel progetto Struttura A&E, che consentirà di mettere in produzione il gas delle formazioni "A&E" situate nell'Area D a largo delle coste libiche, sono stati assegnati i principali contratti per lo sviluppo della struttura "A"; (ii) nel progetto Bouri Gas Utilization Project per la riduzione delle emissioni di CO₂ e valorizzazione del gas associato del giacimento di Bouri, sono avanzate le attività di costruzione e finalizzazione dei rilievi sottomarini nell'area di interesse; e (iii) nel progetto di Sabratha Compression, a supporto della produzione del giacimento Bahr Essalam, sono proseguite le attività di fabbricazione del modulo di compressione e le attività propedeutiche alla fase di installazione.

Nel 2024 è stato avviato un progetto nel settore della formazione professionale in partenariato con l'Organizzazione Internazionale per le Migrazioni con l'obiettivo di incrementare l'occupazione giovanile nel sud del Paese.

TUNISIA

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 6 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nelle aree desertiche del sud e nell'offshore mediterraneo di fronte a

Hammamet, per una superficie complessiva sviluppata di 6.112 chilometri quadrati (2.187 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione La produzione è fornita principalmente dalle concessioni offshore Maamoura e Baraka (Eni 49%), onshore di Adam (Eni 25%) e Oued Zar (Eni 50%) e Djebel Grouz (Eni 50%). Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni di MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) un programma di ottimizzazione della produzione; e (ii) il completamento delle attività su alcuni pozzi e conseguente riavvio produttivo nella concessione Maamoura e nel campo di Ikilil nella concessione Adam.

Nel corso dell'anno le attività di sviluppo locale si sono concentrate sulla ristrutturazione e l'installazione di pannelli fotovoltaici presso alcune 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 è il più grande produttore equity indipendente di petrolio e gas del Paese, ed è un esempio del distintivo modello satellitare di Eni progettato per liberare valore. La Società detiene 17 blocchi (di cui 9 esplorativi) oltre alle partecipazioni nella JV Angola LNG e in Solenova, società partecipata congiuntamente da Sonangol, attiva nell'ambito delle energie rinnovabili ed iniziative di decarbonizzazioni. In particolare, Solenova detiene l'impianto fotovoltaico di Caraculo da 25 MW in produzione, nella provincia di Namibe. Inoltre, prosegue la collaborazione nella Raffineria di Luanda.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 51.125 chilometri quadrati (9.456 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2024, Azule ha finalizzato: (i) il farm-in nel Blocco offshore 2914A in Namibia con Rhino Resources, con l'acquisizione di una quota del 42,5%. L'accordo include l'opzione di ottenere l'operatorship del permesso; e (ii) la cessione della partecipazione del 12% nel Blocco 3/05 e del 16% nel Blocco 3/05A situati nel Lower Congo Basin.

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

Produzione Nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 108 mila boe/giorno. La produzione deriva principalmente dai giacimenti operati da Azule Energy, del Blocco 31 (Eni 13,33%), Blocco 18 (Eni 23%) e Blocco 15/06 (Eni 18,42%); e non operati del Blocco 17 (Eni 7,9%), Blocco 15 (Eni 21%), Blocco 0 (Eni 4,90%), Blocco 14 (Eni 10%) e Blocco 14K/A IMI (Eni 5%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il programma di sviluppo dei campi Quiluma e Maboqueiro nell'ambito del New Gas Consortium. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, prevede l'installazione di due piattaforme produttive offshore, un impianto di trattamento onshore e le facility di collegamento all'impianto di liquefazione A-LNG. Lo start-up è previsto a fine 2025 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) l'avanzamento del progetto di Agogo Integrated West Hub nell'area occidentale del Blocco 15/06 per il quale sono stati assegnati i contratti principali. Lo start-up è atteso nel 2025 con un picco produttivo previsto a 170 mila boe/giorno; (iii) sono proseguiti gli studi di ottimizzazione dello sviluppo del progetto PAJ nel Blocco 31; (iv) l'avvio di attività di infilling nel Blocco 18; e (v) interventi di supporto delle comunità nelle province nel Paese con iniziative in diversi ambiti sociali come l'accesso all'acqua e ai servizi igienici, salute, istruzione, inclusione sociale, diversificazione economica, accesso all'energia rinnovabile nonché protezione ambientale e programmi di sminamento. In particolare, nel corso del 2024 sono stati completati i programmi come l'accesso a 18 nuove fonti d'acqua, 7 nuove scuole, un centro di formazione professionale nonché la riabilitazione di un centro di accoglienza, interventi a supporto di oltre 2.500 agricoltori e l'installazione di 21 impianti solari.

Inoltre, è proseguito il progetto internazionale di capacity building sanitario nell'area di Luanda con l'obiettivo di rafforzare le competenze del personale sanitario, con il coinvolgimento di Istituti italiani sanitari di eccellenza.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi esplorativi a olio di Likembe 1X nel blocco 15, di Dalia-6 nel blocco 17 e di PKBB nel blocco 14, quest'ultimo già avviato in produzione.

CONGO

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2024 è stata di 66 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'area di Koi-lou nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 1.986 chilometri quadrati (1.099 in quota Eni).

Nel 2024, Eni ha perfezionato con Perenco la cessione della partecipazione in diversi permessi nel Paese, in linea con il percorso di miglioramento della qualità del portafoglio upstream attraverso selezionate opzioni di sviluppo.

Nel marzo 2025, Eni e Vitol hanno concordato i termini economici per il farm-out a Vitol di una partecipazione del 25% posseduta da Eni nel progetto operato Congo FLNG (al closing Eni manterrà una partecipazione del 40%) e di una partecipazione del 30% posseduta da Eni nel progetto operato Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio (vedi di seguito) con un incasso previsto di \$1,65 miliardi e data economica 1° gennaio 2024. Il closing delle due transazioni è soggetto alle normali approvazioni regolatorie e ad altre condizioni.

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

Produzione La produzione è fornita principalmente dai giacimenti di Nené Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, Eni 65%), Kitina (Eni 52%), M'Boundi (Eni 83%) e Yanga Sendji (29,75%).

Nel febbraio 2024, il progetto Congo FLNG ha avviato le consegne di GNL ai mercati internazionali, rendendo la Repubblica del Congo un nuovo esportatore nel panorama globale di questo combustibile. Il progetto Congo LNG ha iniziato la produzione di gas, valorizzando le risorse del permesso Marine XII, attraverso uno sviluppo modulare e per fasi anche facendo leva sugli asset esistenti, con l'obiettivo di zero gas flaring di routine; ed inoltre contribuirà a soddisfare il fabbisogno di energia del Paese, sfruttando il surplus di gas per la produzione di GNL. Il progetto è previsto raggiungere la capacità di liquefazione gas di circa 5 miliardi di metri cubi/anno a plateau. In base agli accordi recentemente firmati, tutto il GNL prodotto sarà commercializzato da Eni.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) le attività per il completamento dell'unità galleggiante Nguya FLNG che affiancherà l'attuale FLNG Tango del progetto Congo LNG. La nuova unità FLNG porterà la capacità di liquefazione del progetto a 3 milioni di tonnellate/anno entro la fine del 2025. La Nguya FLNG avrà un'impronta carbonica più contenuta grazie al proprio design, alla tecnologia e all'approccio zero-flaring, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni; e (ii) le attività per massimizzare la produzione olio del giacimento Nènè, attraverso programmi di sidetrack di pozzi esistenti e la perforazione di nuovi pozzi di infilling.

Nel corso del 2024 è entrato in funzione il Centro di Eccellenza di Oyo per le energie rinnovabili e l'efficientamento energetico con il completamento dell'assetto organizzativo necessario per la gestione delle attività. Il centro è gestito, così come definito dall'accordo di collaborazione, dalla United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) e nel corso dell'anno: (i) sono stati avviati i primi progetti di ricerca con la selezione dei primi nove ricercatori; e (ii) sono stati organizzati seminari alla sensibilizzazione sull'utilizzo dell'energia solare, come vettore di sviluppo sociale ed economico delle comunità. Inoltre, tra le attività del Centro di Oyo è previsto l'impegno a divenire un riferimento per la certificazione dei fornelli migliorati e la loro promozione a livello regionale. Uno degli elementi dei programmi a sostegno della riduzione degli impatti ambientali e miglioramento della qualità della vita delle comunità.

Nel corso dell'anno è proseguito il supporto al programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno dello sviluppo socio-economico delle comunità rurali attraverso iniziative a sostegno dei servizi educativi e sanitari, dell'accesso all'acqua e del settore agricolo tramite un programma specifico di formazione.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel permesso Marine VI Bis (Eni 65%) con i pozzi di scoperta a gas e condensati di Poalvou Marine 2 e a olio e gas di Mbenga Marine 1.

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 10.258 chilometri quadrati (9.007 chilometri quadrati in quota Eni).

Eni è operatore dell'Area Esclusiva di Sviluppo nel blocco CI-101 AEE e CI-802 AEE (Eni 77,25%) e detiene l'operatorship con una quota del 90% in altri cinque permessi esplorativi: CI-802, CI-205, CI-501, CI-401 e CI-801.

Nel 2024, sono stati acquisiti quattro blocchi esplorativi offshore CI- 504, CI-526, CI-706 e CI-708 con una quota dell'88%. Questi blocchi sono localizzati in prossimità del blocco CI-205 e rappresentano un'opportunità per le possibili sinergie con la recente scoperta Calao.

Nel marzo 2025, Eni e Vitol hanno concordato i termini economici per il farm-out a Vitol di una partecipazione del 30% posseduta da Eni nel progetto operato Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio (al closing Eni manterrà una partecipazione del 47,25%). Il closing della transazione è soggetto alle normali approvazioni regolatorie e ad altre condizioni.

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

Produzione La produzione in quota Eni nel 2024 è stata di 22 mila boe/giorno, proveniente dal giacimento offshore di Baleine, che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802. Il progetto rappresenta il primo esempio di sviluppo a zero emissioni nette (ambito 1 e 2) nel continente africano. La produzione di gas è interamente fornita alla rete nazionale, supportando il fabbisogno interno di elettricità e rafforzando il ruolo della Costa d'Avorio come hub energetico regionale. Nel dicembre 2024, Eni ha completato la Fase 2 di sviluppo del progetto Baleine, raggiungendo un significativo ramp-up produttivo grazie al completamento delle due unità FPSO-FSO, delle relative facility e dei pozzi sottomarini. Questa fase consentirà di raggiungere un target produttivo di 60 mila barili/giorno di petrolio e 2 milioni di metri cubi al giorno di gas associato.

Sviluppo Il full field development di Baleine prevede anche una Fase 3 con l'obiettivo di incrementare la capacità produttiva fino a 150 mila barili/giorno di petrolio e circa 6 milioni di metri cubi/giorno di gas associato, destinato al mercato domestico.

Nel 2024, in continuità con gli anni precedenti, i progetti di sviluppo locale, nell'ambito del progetto Baleine, hanno riguardato interventi nei seguenti settori: (i) salute, attraverso la prosecuzione di due progetti a supporto di 20 centri di salute, con interventi di riabilitazione, miglioramento delle infrastrutture energetiche, donazione di attrezzature e formazione del personale sanitario e non sanitario; (ii) formazione professionale, in collaborazione con Iveco Group per favorire l'inserimento nel mondo del lavoro di 300 giovani; (iii) diversificazione economica, attraverso la prosecuzione di un progetto che ha visto la realizzazione di un centro di produzione tessile e la formazione di oltre 200 artigiani locali; e (iv) accesso all'educa-

zione, attraverso la ristrutturazione di 22 scuole, la formazione di insegnanti e la distribuzione di materiale scolastico a supporto di circa 15.000 studenti.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta di Calao nel blocco CI-205 (Eni 90%). Questa scoperta apre prospettive per nuovi sviluppi, rafforzando il portafoglio esplorativo di Eni.

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 è stata di 29 mila boe/giorno in quota Eni fornita dal campo di Sankofa nel permesso operato OCTP. L'OCTP è il primo progetto di sviluppo di gas non associato in acque profonde interamente dedicato al mercato domestico nell'Africa Sub-Sahariana e garantirà al Ghana per almeno 15 anni forniture affidabili di gas (pari al 60% del fabbisogno del 2024) ad un prezzo competitivo, dando un contributo sostanziale all'accesso all'energia e allo sviluppo economico del Paese. Il progetto è stato sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale, zero gas flaring e reiniezione dell'acqua prodotta e del gas associato.

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 riserve in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 8.522 chilometri quadrati (3.260 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 2024 la produzione ha raggiunto il livello di 24 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. Il Siste-

ma di gestione HSE di Coral Sul FLNG ha inoltre ottenuto nel 2023 le certificazioni ISO 14001 (Environment) e 45001 (Occupational Health & Safety), che sono state rinnovate nel corso del 2024. La nave è stata realizzata 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 Nel 2024, è stata presa la decisione finale d'investimento da parte di Eni del progetto Coral Nord. Il piano di sviluppo è stato sottoposto all'approvazione del governo del Paese. Il progetto Coral Nord rientra nell'ambito dei programmi di sviluppo futuri che hanno l'obiettivo di massimizzare la messa in produzione delle riserve dell'Area 4 da parte degli operatori delegati (Eni ed ExxonMobil) e che includono possibili opzioni offshore, sulla base dell'esperienza di Coral South FLNG, ed onshore anche attraverso sinergie con Area 1.

Nell'ambito dei programmi a sostegno delle comunità del Paese, nel 2024 sono proseguite le iniziative con: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile, della sanità pubblica e dell'occupazione giovanile nel distretto di Pemba. Inoltre è stata completata ed inaugurata la prima Unità di Terapia Intensiva e TAC nella Provincia di Cabo Delgado; (ii) azioni per migliorare l'accesso all'acqua potabile nei distretti di Mecufi e Metuge, unitamente a interventi per il rafforzamento dei servizi socio-sanitari e la protezione della biodiversità nel distretto di Mecufi; (iii) iniziative per favorire la coesione sociale e l'integrazione economica; e (iv) programmi di sviluppo economico nei settori agricolo e ittico nelle province di Cabo Delgado e di Manica, dove in particolare è in corso un progetto destinato ad oltre 2.000 piccoli imprenditori agricoli con iniziative di formazione, distribuzione di sementi e fornitura di materiali.

NIGERIA

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2024 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 56 mila boe/giorno.

Nell'agosto 2024 Eni ha finalizzato la vendita della Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore, alla società nigeriana Oando PLC, la principale società energetica privata nigeriana. La transazione è in linea con la strategia di ottimizzazione e ribilanciamento del portafoglio upstream. La partecipazione del 5% in SPDC JV (Shell Production Development Joint Venture) non rientra nel perimetro della transazione ed è rimasta nel portafoglio Eni. Le attività nel Paese proseguiranno concentrandosi sugli asset offshore e nel progetto Nigeria LNG.

La superficie sviluppata e non sviluppata è di 18.306 chilometri quadrati (4.327 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il sanzionamento della Final Investment Decision (FID) per il progetto di Bonga North nel OML 118, che prevede il collegamento di nuovi pozzi sottomarini all'esistente FPSO. Inoltre, è stato promosso e finanziato un programma di borse di studio per un totale di oltre 2.000 beneficiari raggiunti nell'ambito delle iniziative a supporto delle popolazioni del delta del Niger.

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 SPDC JV, TEPNG JV e della Oando Energy Resources Nigeria Limited JV (ex NAOC JV). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2024 sono stati pari a circa 23 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).

KASHAGAN

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola fino al 2041 i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 3.300 chilometri quadrati (circa 560 chilometri quadrati in quota Eni) localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. Nell'area contrattuale è localizzato il giacimento giant Kashagan, scoperto nel 2000.

Produzione Nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 80 mila boe/giorno. 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 (Eni 29,25%) 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 Nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 77 mila boe/giorno. 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 2024 sono proseguite le ulteriori fasi di sviluppo del giacimento Karachaganak, sanzionate nel 2020, che includono: (i) la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e la realizzazione di una sesta linea di iniezione, completati nel 2023; (ii) l'installazione di una quinta unità di compressione gas completata nel corso del 2024; e (iii) l'installazione di una sesta unità di compressione, ultima fase di sviluppo, sanzionata nel 2022 con start-up previsto nel 2026.

Nel 2024 sono proseguite le iniziative di sviluppo locale volontarie, con attività in diversi settori e aree del Paese, tra cui: (i) il lancio di un progetto di sviluppo agricolo nel Distretto di Burlin; (ii) programmi di formazione specifica per partner e stakeholder a livello nazionale; e (iii) attività e promozione culturali.

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 31.267 chilometri quadrati (16.658 chilometri quadrati in quota Eni).

Eni partecipa nelle concessioni di produzione di Lower Zakum (Eni 5%) e Umm Shaif/Nasr (Eni 10%). Entrambe le concessioni, della durata di 40 anni, sono nell'offshore di Abu Dhabi con una produzione ad olio, condensati e gas. Inoltre, Eni partecipa con una quota del 50% nella concessione in produzione di Mahani-Area B nell'Emirato di Sharjah.

Eni detiene inoltre una quota del 10% nella concessione offshore di Ghasha in sviluppo. Il programma di sviluppo della concessione, che ha durata di 40 anni fino al 2058, è denominato UDR

(Undeveloped Discovered Reservoirs) e prevede lo sviluppo di diversi giacimenti, tra cui Dalma, Hail e Ghasha.

Nella fase di esplorazione Eni è operatore in particolare: (i) con una quota del 70% nei blocchi esplorativi 1, 2 e 3 nell'offshore di Abu Dhabi; e (ii) con una quota del 90% nel Blocco A offshore e di 60% nel Blocco 7 onshore nell'Emirato di Ras al Khaimah.

Produzione La produzione dell'anno è stata di 60 mila boe/giorno in quota Eni fornita dai giacimenti di Lower Zakum, Umm Shaif/Nasr nonché dal campo di Mahani.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato principalmente: (i) l'approvazione del piano di sviluppo del campo di Waset nel Blocco esplorativo 2 nell'offshore di Abu Dhabi; (ii) l'approvazione di tre progetti di sviluppo per supportare l'incremento produttivo in linea con gli obiettivi nelle concessioni di Lower Zakum e Umm Shaif/Nasr; e (iii) le attività esecutive del progetto di sviluppo Hail & Ghasha, sanzionato nel 2023, nella Concessione Ghasha.

INDONESIA

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 97 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore del Kalimantan orientale. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 17.455 chilometri quadrati (12.051 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel febbraio 2025 è stato firmato un Memorandum of Understanding con Petronas, società di Stato malese, per definire la costituzione di una joint venture per la gestione di una selezione di asset in Indonesia e Malesia. La nuova società potrà generare sinergie efficaci per diventare uno dei principali operatori nel settore del GNL, garantendo nel medio termine una produzione di 500 mila boe/giorno nonché riserve stimate in circa 3 miliardi di boe e un potenziale esplorativo di circa 10 miliardi di boe. Il completamento dell'operazione è soggetto all'approvazione governativa, regolatoria e dei partner.

Nel corso dell'anno è stata ottenuta dalle autorità del Paese l'estensione ventennale delle licenze dei blocchi in sviluppo di Ganai (Eni 82%) e Rapak (Eni 82%) e della licenza in produzione e sviluppo di Muara Bakau.

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

Produzione La produzione deriva principalmente: (i) dal blocco Muara Bakau dove è in produzione il giacimento a gas di Jangkrik e di Jangkrik North East. 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) dal giacimento a gas di Merakes nel blocco East Sepinggan. La produzione, ottenuta con il completamento di 5 pozzi sottomarini, viene trattata dall'u-

nità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione 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) dal giacimento di Bangka nel blocco Rapak e dal giacimento di West Seno nel blocco Makassar Strait, quest'ultimi parte delle attività acquisite nell'ottobre 2023 da Chevron. 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 Nell'agosto 2024, le autorità indonesiane hanno approvato: (i) il Piano di Sviluppo (PoD) dei campi di Geng North e Gehem. Lo sviluppo integrato dei due campi creerà un nuovo polo produttivo, denominato Northern Hub, nel bacino del Kutei. I giacimenti verranno messi in produzione attraverso pozzi sottomarini, flowlines e una FPSO di nuova costruzione con una capacità di trattamento di circa 29 milioni di metri cubi/giorno di gas, circa 80 mila barili/giorno di condensati e una capacità di stoccaggio di 1 milione di barili. 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; e (ii) il PoD dei campi di Gendalo & Gandang. Il progetto sarà avviato in produzione attraverso il collegamento alle facility esistenti del campo in produzione di Jangkrik. Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto in fase esecutiva di Merakes East nel blocco operato East Sepinggan, nelle acque profonde del Kalimantan Orientale. Lo start-up è avvenuto nel maggio 2025; (ii) il progetto di Maha nel Blocco offshore operato di West Ganai (Eni 70%) con avvio produttivo nel 2026; e (iii) numerosi progetti a supporto delle comunità locali nell'ambito dell'educazione primaria, accesso all'acqua ed energia rinnovabile, attività di diversificazione economica nonché programmi di formazione professionale nelle aree di Samboja e Muara Java, nel Kalimantan orientale.

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 Zubair (Eni 41,56%) che nel 2024 ha prodotto 40 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 Zu-

bair. 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. Nel 2024 è stato definito un progetto specifico 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, sono stati completati: (i) la costruzione di un nuovo edificio scolastico a Zubair e sono stati effettuati interventi di ristrutturazione e fornitura di materiale scolastico in 140 scuole nei distretti di Zubair e Safwan; (ii) la costruzione con relativa consegna alle autorità del Paese del nuovo dipartimento di medicina nucleare al Basra Health Directorate. Inoltre, il nuovo reparto di oncologia pediatrica in funzione presso il Basra Cancer Children Hospital è stato equipaggiato con ulteriori forniture mediche; e (iii) la prima fase ("primo step") di sviluppo dell'impianto per la fornitura di acqua potabile di Al-Buradeiah a Bassora. La seconda fase ("secondo step") è in corso e il completamento è previsto per il 2025. Inoltre, sono proseguite ulteriori iniziative a beneficio delle comunità con l'obiettivo di supportare la coesione sociale.

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. I volumi disponibili saranno consegnati al terminale di rigassificazione attualmente collocato a Piombino, con consegne previste a partire dal 2026 per una durata di 27 anni, contribuendo alla sicurezza degli approvvigionamenti in Italia.

TIMOR LESTE

Eni è presente in Timor Leste dal 2006 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 4.444 chilometri quadrati (4.140 chilometri quadrati in quota Eni). Eni partecipa nel giacimento unitizzato in produzione di Bayu

Undan con una quota del 9%, a seguito della cessione di partecipazione a favore della compagnia di Stato Timor Gap, a partire dal 1° luglio 2024. Inoltre, Eni detiene quote di partecipazione in 3 licenze esplorative.

Produzione La produzione deriva principalmente dal giacimento di Bayu Undan che ha prodotto 7 mila boe/giorno (1.000 boe/giorno in quota Eni) nel 2024. Il gas prodotto è attualmente venduto alla società australiana Power & Water Utility Co per il mercato domestico nel Northern Territory.

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). Nel 2024, la produzione in quota Eni è stata di 7 mila boe/giorno.

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità turkmene 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 gas lift ed è ceduto a Turkmenneft, tramite il grid locale.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling; e (ii) l'espansione del sistema di iniezione di acqua per massimizzare il recupero degli idrocarburi del giacimento di Burun.

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.

Eni è operatore della licenza in produzione di Area 1 con una quota del 100%, dove si trovano i campi di Amoca, Miztón e Tecoalli. Nella fase esplorativa Eni è operatore delle licenze di Area 10 (Eni 76%), Area 14 (Eni 60%), Area 7 (Eni 64%), Area 9 (Eni 50%), Area 24 (Eni 65%) e Area 28 (Eni 75%). Inoltre, Eni partecipa con una quota del 40% nel Blocco OBO Area 12.

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 deriva dalla licenza operata Area 1, che nel 2024 ha prodotto 29 mila boe/giorno in quota Eni.

Sviluppo Nel corso del 2024 sono state avviate in produzione le piattaforme Tecoalli e Amoca WHP2, a seguito del completamento delle attività di sviluppo e installazione, concludendo lo sviluppo

della licenza operata Area 1. Proseguono le attività di perforazione di nuovi pozzi produttivi, il cui completamento è previsto nel corso del 2025.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità per iniziative a supporto delle comunità locali, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) la ristrutturazione di edifici scolastici; (ii) iniziative di promozione dell'educazione primaria e giovanile; (iii) attività per migliorare le condizioni socio-economiche attraverso programmi in ambito ittico e agricolo; (iv) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia, della protezione ambientale e tematiche sociali.

Inoltre, nel 2024 è stato costruito e inaugurato un centro sanitario a Manatinerio nello Stato del Tabasco. Il centro sanitario è in funzione e in gestione alle Autorità locali.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte di Saasil-1 e Yopaat-1 nelle licenze operate di Area 10 e Area 9, rispettivamente.

STATI UNITI

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

Nel 2024, Eni ha finalizzato la vendita: (i) del 100% degli asset di Nikaitchuq e Oooguruk detenuti in Alaska a Hilcorp per un valore di \$1 miliardo; e (ii) di alcuni asset offshore nel Golfo del Messico per un valore di circa \$80 milioni. Entrambe le operazioni sono in linea con la strategia di Eni focalizzata sull'ottimizzazione delle attività upstream attraverso un ribilanciamento del portafoglio e la cessione di asset non strategici.

Al 31 dicembre 2024, Eni partecipa a 41 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 787 chilometri quadrati (362 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione Nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 39 mila boe/giorno e deriva principalmente dai giacimenti di Allegheny, Appaloosa, Pegasus, Devils Towers e Triton (Eni 100%); nonché Longhorn (Eni 75%), Europa (Eni 32%), Medusa (Eni 25%), Lucius (Eni 14,45%), Frontrunner (Eni 37,5%), Heidelberg (Eni 12,5%), ThunderHawk (Eni 25%), Ulysses (Eni 29,4%) e St.Malo (Eni 1,3%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento della seconda fase dello sviluppo del progetto non operato Lucius - Hadrian North (Eni 14,45%), con conseguente start-up produttivo; (ii) il completamento con avvio produttivo della quarta fase di svi-

luppo della licenza non operata St. Malo (Eni 1,3%) dove sono anche state avviate le attività di sviluppo di un progetto di water injection e di un sistema di subsea multiphase pumping; e (iii) la perforazione di un ulteriore pozzo produttivo nel giacimento non operato Europa, con start-up produttivo raggiunto all'inizio del 2025.

VENEZUELA

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 62 mila boe/giorno. 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 2.804 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni).

A fine marzo 2025, il Dipartimento di Stato Usa ha notificato a Eni che le autorizzazioni concesse in passato per il rimborso in natura attraverso carichi di greggio del gas equity prodotto e venduto in Venezuela all'ente di Stato PDVSA sono state revocate. Eni continua a mantenere in modo trasparente i contatti con le Autorità USA per identificare possibili soluzioni affinché le forniture di gas, non oggetto di sanzioni, possano essere remunerate da PDVSA.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Perla (Eni 50%), localizzato nel Golfo del Venezuela, a olio di Junín 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, ed a olio di Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

Australia e Oceania

AUSTRALIA

Eni è presente in Australia dal 2001, nel 2024 la produzione in quota Eni è stata di 3 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 15.722 chilometri quadrati (9.439 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 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 Nel corso del 2024 è stato formalmente rilasciato il titolo relativo alla licenza di Woollybutt, nella licenza WA-25-L, le cui attività di decommissioning erano state completate con successo nel 2023, senza ulteriori impegni per Eni.

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
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
di cui: sviluppate	271	73	984	460	881	383	207	43	3.302
non sviluppate	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
di cui: sviluppate		257	9	338			285		889
non sviluppate		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	261	291	943	787	872	379	451	11	3.995
consolidate	261	56	935	482	872	379	184	11	3.180
joint venture e collegate		235	8	305			267		815
Non sviluppate	113	194	723	516	61	732	54	26	2.419
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.

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022^(a)									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2021	369	81	1.812	1.145	1.032	762	288	82	5.571
<i>di cui: sviluppate</i>	283	80	1.225	766	963	445	203	51	4.016
<i>non sviluppate</i>	86	1	587	379	69	317	85	31	1.555
Acquisizioni	1		18				3		22
Revisioni di precedenti stime	12	9	76	(111)	(45)	(23)	17	1	(64)
Miglioramenti di recupero assistito			3				4		7
Estensioni e nuove scoperte		4	24	90					118
Produzione	(30)	(16)	(223)	(84)	(46)	(63)	(27)	(4)	(493)
Cessioni				(227)		(1)			(228)
Riserve al 31 dicembre 2022	352	78	1.710	813	941	675	285	79	4.933
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2021		502	10	263			282		1.057
<i>di cui: sviluppate</i>		261	10	39			282		592
<i>non sviluppate</i>		241		224					465
Acquisizioni				168		383			551
Revisioni di precedenti stime		66		64			22		152
Miglioramenti di recupero assistito				4					4
Estensioni e nuove scoperte		7		54					61
Produzione		(53)	(1)	(22)			(19)		(95)
Cessioni		(49)							(49)
Riserve al 31 dicembre 2022		473	9	531		383	285		1.681
Riserve al 31 dicembre 2022	352	551	1.719	1.344	941	1.058	570	79	6.614
Sviluppate	271	330	993	798	881	383	492	43	4.191
consolidate	271	73	984	460	881	383	207	43	3.302
joint venture e collegate		257	9	338			285		889
Non sviluppate	81	221	726	546	60	675	78	36	2.423
consolidate	81	5	726	353	60	292	78	36	1.631
joint venture e collegate		216		193		383			792

(a) Con effetto 1° gennaio 2022, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00665 barili di petrolio). L'effetto sulle riserve certe di idrocarburi è pari a 30 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
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
di cui: sviluppate	139	32	336	212	585	231	171	1	1.707
non sviluppate	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
di cui: sviluppate		173	8	135			27		343
non sviluppate		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

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	603	589	710	476	237	1	2.847
di cui: sviluppate	146	34	389	435	641	262	164	1	2.072
non sviluppate	51		214	154	69	214	73		775
Acquisizioni	1		17				2		20
Revisioni di precedenti stime	3	6	(24)	(62)	(34)	(15)	13		(113)
Miglioramenti di recupero assistito			2				4		6
Estensioni e nuove scoperte		3	6	61					70
Produzione	(13)	(7)	(73)	(51)	(32)	(28)	(22)		(226)
Cessioni				(170)					(170)
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	531	367	644	433	234	1	2.434
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9	21			6		414
di cui: sviluppate		175	9	9			6		199
non sviluppate		203		12					215
Acquisizioni				132		100			232
Revisioni di precedenti stime		38		37			22		97
Miglioramenti di recupero assistito				4					4
Estensioni e nuove scoperte		4		54					58
Produzione		(33)	(1)	(13)			(1)		(48)
Cessioni		(37)							(37)
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8	235		100	27		720
Riserve al 31 dicembre 2022	188	386	539	602	644	533	261	1	3.154
Sviluppate	139	205	344	347	585	231	198	1	2.050
consolidate	139	32	336	212	585	231	171	1	1.707
joint venture e collegate		173	8	135			27		343
Non sviluppate	49	181	195	255	59	302	63		1.104
consolidate	49	4	195	155	59	202	63		727
joint venture e collegate		177		100		100			377

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
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
di cui: sviluppate	18.504	4.725	90.076	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
non sviluppate	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
di cui: sviluppate		10.182	380	29.304			35.700		75.566
non sviluppate		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	19.633	16.885	82.505	63.990	42.091	22.636	34.408	662	282.810
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	3.513	11.263	74.927	78.525	76	62.149	1.079	4.685	236.217
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
di cui: sviluppate	19.681	6.047	96.321	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
non sviluppate	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
di cui: sviluppate		12.557	246	30.298			38.395		81.496
non sviluppate		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.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	181.904	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
di cui: sviluppate	20.635	6.849	125.638	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
non sviluppate	5.359	156	56.266	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
Acquisizioni	2		175				63		240
Revisioni di precedenti stime	1.110	412	13.390	(8.081)	(2.064)	(1.512)	476	(32)	3.699
Miglioramenti di recupero assistito			40						40
Estensioni e nuove scoperte		203	2.530	4.346					7.079
Produzione ^(a)	(2.501)	(1.291)	(22.343)	(4.971)	(2.052)	(5.242)	(835)	(541)	(39.776)
Cessioni				(8.628)		(79)			(8.707)
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	175.696	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271	36.374			41.348		96.526
di cui: sviluppate		12.959	271	4.678			41.348		59.256
non sviluppate		5.574		31.696					37.270
Acquisizioni				5.480		42.179			47.659
Revisioni di precedenti stime		4.087	5	3.595			(274)		7.413
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		545							545
Produzione ^(b)		(3.053)	(30)	(1.246)			(2.679)		(7.008)
Cessioni		(1.798)							(1.798)
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246	44.203		42.179	38.395		143.337
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	24.643	175.942	110.497	44.180	78.447	45.852	11.530	515.696
Sviluppate	19.681	18.604	96.567	67.290	44.180	22.550	43.897	6.321	319.090
consolidate	19.681	6.047	96.321	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
joint venture e collegate		12.557	246	30.298			38.395		81.496
Non sviluppate	4.924	6.039	79.375	43.207		55.897	1.955	5.209	196.606
consolidate	4.924	282	79.375	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
joint venture e collegate		5.757		13.905		42.179			61.841

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.904 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 761 milioni di metri cubi.

Produzione di idrocarburi^(a)

	(migliaia di boe/giorno)	2024	2023 ^(b)	2022 ^(c)
Società consolidate				
Italia		64	69	82
Resto d'Europa		53	39	44
Paesi Bassi		13		
Regno Unito		40	39	44
Africa Settentrionale		584	617	610
Algeria		125	126	95
Egitto		279	318	346
Libia		176	169	165
Tunisia		4	4	4
Africa Sub-Sahariana		173	168	230
Angola				57
Congo		66	68	78
Costa d'Avorio		22	6	
Ghana		29	31	32
Nigeria		56	63	63
Kazakhstan		157	163	126
Resto dell'Asia		205	183	174
Cina			1	1
Emirati Arabi Uniti		60	56	60
Indonesia		97	79	62
Iraq		40	38	31
Pakistan				11
Timor Leste		1	2	4
Turkmenistan		7	7	5
America		68	81	74
Messico		29	26	17
Stati Uniti		39	55	57
Australia e Oceania		3	7	10
Australia		3	7	10
		1.307	1.327	1.350
Società in joint venture e collegate				
Algeria		12		
Angola		108	108	53
Mozambico		24	22	6
Norvegia		181	138	145
Regno Unito		11		
Tunisia		2	2	3
Venezuela		62	58	53
		400	328	260
Totale		1.707	1.655	1.610

(a) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (135, 127 e 124 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2024, 2023 e 2022).

(b) 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.

(c) Con effetto 1° gennaio 2022, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00665 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2022 è di 8 mila boe/giorno.

Produzione giornaliera di petrolio e condensati

	(migliaia di barili/giorno)	2024	2023	2022
Società consolidate				
Italia		27	29	36
Resto d'Europa		16	18	20
Paesi Bassi		1		
Regno Unito		15	18	20
Africa Settentrionale		177	190	199
Algeria		56	62	62
Egitto		59	67	77
Libia		60	59	58
Tunisia		2	2	2
Africa Sub-Sahariana		86	84	139
Angola				52
Congo		26	36	40
Costa d'Avorio		17	4	
Ghana		12	14	16
Nigeria		31	30	31
Kazakhstan		110	115	88
Resto dell'Asia		93	85	78
Cina			1	1
Emirati Arabi Uniti		58	54	56
Indonesia		1	1	1
Iraq		28	23	15
Timor Leste				1
Turkmenistan		6	6	4
America		59	68	59
Messico		25	22	14
Stati Uniti		34	46	45
		568	589	619
Società in joint venture e collegate				
Angola		86	85	36
Mozambico		1	1	
Norvegia		114	87	89
Regno Unito		6		
Tunisia		2	2	3
Venezuela		7	5	4
		216	180	132
Totale		784	769	751

Produzione giornaliera di gas naturale

	(milioni di metri cubi/giorno)	2024	2023	2022
Società consolidate				
Italia		5,5	6,0	6,9
Resto d'Europa		5,5	3,1	3,5
Paesi Bassi		1,9		
Regno Unito		3,6	3,1	3,5
Africa Settentrionale		60,2	63,1	61,2
Algeria		10,3	9,4	4,8
Egitto		32,4	37,1	40,0
Libia		17,2	16,3	16,1
Tunisia		0,3	0,3	0,3
Africa Sub-Sahariana		12,7	12,5	13,6
Angola				0,8
Congo		5,8	4,9	5,6
Costa d'Avorio		0,7	0,2	
Ghana		2,6	2,5	2,4
Nigeria		3,6	4,9	4,8
Kazakhstan		7,1	7,2	5,6
Resto dell'Asia		16,7	14,4	14,4
Emirati Arabi Uniti		0,3	0,3	0,6
Indonesia		14,2	11,5	9,2
Iraq		1,9	2,2	2,3
Pakistan				1,6
Timor Leste		0,1	0,2	0,5
Turkmenistan		0,2	0,2	0,2
America		1,4	2,0	2,3
Messico		0,6	0,7	0,5
Stati Uniti		0,8	1,3	1,8
Australia e Oceania		0,4	1,1	1,5
Australia		0,4	1,1	1,5
		109,5	109,4	109,0
Società in joint venture e collegate				
Algeria		1,6		
Angola		3,3	3,3	2,4
Mozambico		3,4	3,1	0,9
Norvegia		10,0	7,5	8,4
Regno Unito		0,8		
Tunisia		0,1	0,1	0,1
Venezuela		8,1	7,9	7,3
		27,3	21,9	19,1
Totale		136,8	131,3	128,1

Produzione venduta di idrocarburi

		2024	2023	2022
Produzione di idrocarburi	(milioni di boe)	624,9	604,1	587,8
Variazione rimanenze/altre		(10,9)	(12,0)	(10,7)
Autoconsumi di idrocarburi		(49,3)	(46,2)	(45,1)
Produzione venduta di idrocarburi^(a)		564,7	545,9	532,0
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	287,4	279,6	269,6
- di cui downstream		9,8	186,3	171,0
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	41,1	39,5	39,1
- di cui al settore GGP		5,5	5,6	6,2

(a) Include 138,3 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2024 (113,1 e 84,5 milioni di boe nel 2023 e 2022, rispettivamente).

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2024

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		474	18.486	8.966	72.104	29.785		127	39
Italia	1926	102	7.523	6.286	1.913	1.511	Onshore/Offshore	52	28
Resto d'Europa		372	10.963	2.680	70.191	28.274		75	11
Albania	2020	1			587	587	Onshore		
Cipro	2013	7			25.474	13.988	Offshore		2
Norvegia	1965	181	5.820	926	34.436	9.247	Offshore	40	
Paesi Bassi	2024	35	2.003	855	2.539	744	Offshore	30	9
Regno Unito	1964	148	3.140	899	7.155	3.708	Offshore	5	
AFRICA		286	45.710	12.755	185.879	61.171		248	111
Africa Settentrionale		154	20.796	8.298	114.038	36.833		129	75
Algeria	1981	75	10.626	4.143	8.067	3.952	Onshore	59	26
Egitto	1954	53	4.911	1.714	25.070	8.491	Onshore/Offshore	39	23
Libia	1959	14	1.963	958	78.085	23.686	Onshore/Offshore	11	15
Tunisia	1961	12	3.296	1.483	2.816	704	Onshore/Offshore	20	11
Africa Sub-Sahariana		132	24.914	4.457	71.841	24.338		119	36
Angola	1980	73	10.790	914	40.335	8.542	Onshore/Offshore	74	3
Congo	1968	12	666	386	1.320	713	Onshore/Offshore	7	4
Costa d'Avorio	2015	11	1.310	1.068	8.948	7.939	Offshore	2	
Ghana	2009	4	226	100	946	402	Offshore	1	1
Mozambico	2007	7	719	180	7.803	3.080	Offshore	1	6
Namibia	2024	1			5.386	1.144	Offshore		
Nigeria	1962	24	11.203	1.809	7.103	2.518	Onshore/Offshore	34	22
ASIA		44	9.515	3.440	150.500	77.464		15	24
Kazakhstan	1992	6	2.391	442	2.505	831	Onshore/Offshore	2	3
Resto dell'Asia		38	7.124	2.998	147.995	76.633		13	21
Cina	1984	2	43	7			Offshore	1	
Emirati Arabi Uniti	2018	11	3.016	251	28.251	16.407	Onshore/Offshore	4	10
Indonesia	2001	10	2.379	2.006	15.076	10.045	Onshore/Offshore	4	9
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Libano	2018	1			1.742	610	Offshore		
Oman	2017	2			11.256	9.037	Onshore		
Qatar	2022	1			1.206	38	Offshore		1
Timor Leste	2006	3	412	108	4.032	4.032	Offshore	1	1
Turkmenistan	2008	1	200	180			Onshore	2	
Vietnam	2013	3			17.902	15.245	Offshore		
Altri Paesi		3			68.530	21.219	Offshore		
AMERICA		62	1.943	895	11.566	7.441		29	6
Messico	2015	10	67	67	5.165	3.269	Offshore	3	4
Stati Uniti	1968	41	615	331	172	31	Offshore	23	1
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.543	569	Onshore/Offshore	3	1
Altri Paesi		5			4.686	3.572	Offshore		
AUSTRALIA E OCEANIA		8	328	328	15.394	9.101		1	2
Australia	2001	8	328	328	15.394	9.101	Offshore	1	2
Totale		874	75.982	26.384	435.443	184.962		420	182

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

Prezzi medi di realizzo

Petrolio e condensati	(\$/barile)	2024		2023		2022	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		67,40		67,76		67,07	
Resto d'Europa		75,00	76,72	72,77	79,33	93,94	97,51
Africa Settentrionale		71,00	20,98	72,10	18,00	90,32	17,82
Africa Sub-Sahariana		78,66	74,77	81,79	75,26	103,96	85,71
Kazakhstan		72,71		72,71		86,94	
Resto dell'Asia		76,97		80,19		94,13	
America		73,73	68,12	75,30	67,62	92,03	88,39
Australia e Oceania				54,02		60,89	
		73,61	75,30	74,87	76,60	92,41	92,97

Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	2024		2023		2022	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		414,59		482,99		718,03	
Resto d'Europa		360,35	458,99	510,21	725,32	1.067,76	1.096,27
Africa Settentrionale		239,41	263,28	244,87	342,57	251,74	341,73
Africa Sub-Sahariana		203,07	351,59	189,23	421,78	176,50	1.193,86
Kazakhstan		31,41		26,15		24,33	
Resto dell'Asia		391,95		366,84		373,64	
America		113,17	187,20	113,92	184,59	228,82	168,34
Australia e Oceania		154,94		146,87		144,78	
		255,86	335,13	257,19	430,44	304,18	702,14

Idrocarburi	(\$/boe)	2024		2023		2022	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		64,18		69,80		87,98	
Resto d'Europa		59,88	73,54	74,31	88,95	128,03	121,12
Africa Settentrionale		47,98	37,09	48,60	19,31	55,43	19,31
Africa Sub-Sahariana		59,22	68,67	60,51	72,12	83,12	108,43
Kazakhstan		54,17		54,01		64,59	
Resto dell'Asia		68,33		69,03		76,85	
America		68,71	32,30	68,89	30,76	83,45	29,27
Australia e Oceania		22,95		22,11		22,25	
		55,42	64,15	56,23	71,32	69,07	98,29

Gruppo Eni		2024	2023	2022
Petrolio e condensati	(\$/barile)	74,09	75,28	92,49
Gas Naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	273,02	287,49	366,58
Idrocarburi	(\$/boe)	57,56	59,35	73,98

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2024		2023		2022		2024	
	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni
Italia							1,0	0,6
Resto d'Europa		1,9	0,1	0,4	0,4	1,2	66,0	16,9
Africa Settentrionale	1,5	4,6	5,0	6,2	5,4	8,3	15,0	10,4
Africa Sub-sahariana	0,1		0,3	0,9	3,7	2,4	37,0	18,3
Kazakhstan		1,0						
Resto dell'Asia		3,5	0,9	1,3	0,7	1,0	14,0	6,3
America				1,4			6,0	3,6
Australia e Oceania							1,0	0,3
	1,6	11,0	6,3	10,2	10,2	12,9	140,0	56,4

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2024		2023		2022		2024	
	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni
Italia	1,2		1,0		1,0			
Resto d'Europa	3,8		4,8		4,6		12,0	1,4
Africa Settentrionale	21,3	0,5	39,4		25,6	0,5	8,0	6,5
Egitto	9,2	0,5	5,6		8,5		43,0	13,1
Africa Sub-Sahariana	1,2		2,0		0,6		2,0	0,6
Kazakhstan	13,4		22,9		22,1		37,0	11,2
Resto dell'Asia	6,2		6,9		8,2		2,0	2,0
America			1,0				1,0	1,0
Australia e Oceania								
	56,3	1,0	83,6		70,6	0,5	105,0	35,8

(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)	2024			
	Petrolio		Gas naturale	
	Totali	In quota Eni	Totali	In quota Eni
Italia	120,0	108,5	230,0	200,1
Resto d'Europa	694,0	68,1	297,0	64,3
Africa Settentrionale	1.827,0	788,0	452,0	183,2
Africa Sub-Sahariana	1.608,0	238,8	124,0	14,8
Kazakhstan	212,0	58,0	2,0	0,6
Resto dell'Asia	960,0	299,0	80,0	29,9
America	190,0	86,3	9,0	5,3
Australia e Oceania			3,0	3,0
	5.611,0	1.646,7	1.197,0	501,2

(a) Include 894 (235,2 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.

Global Gas & LNG Portfolio e Power



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2024	2023	2022
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,51	0,00	0,28
di cui: dipendenti		0,84	0,00	0,70
contrattisti		0,00	0,00	0,00
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	1.151	1.130	1.317
di cui all'estero		386	390	588
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,3	9,4	10,6
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	18.876	24.168	58.119
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(909)	2.626	4.231
Utile operativo proforma adjusted		1.274	3.599	2.333
- GGP		1.138	3.433	2.063
- Power		136	166	270
Utile (perdita) netto adjusted		787	2.494	1.176
Investimenti tecnici		110	119	173
Global Gas & LNG Portfolio				
Vendite gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)	50,88	50,51	60,52
Italia		24,40	24,40	30,67
Resto d'Europa		23,40	23,84	27,41
di cui: Importatori in Italia		1,26	2,29	2,43
Mercati europei		22,14	21,55	24,98
Resto del mondo		3,08	2,27	2,44
Vendite di GNL ^(c)		9,8	9,6	9,4
Power				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	26,55	27,30	30,86
Produzione termoelettrica		20,16	20,66	21,37

(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. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.

(b) Include vendite intercompany.

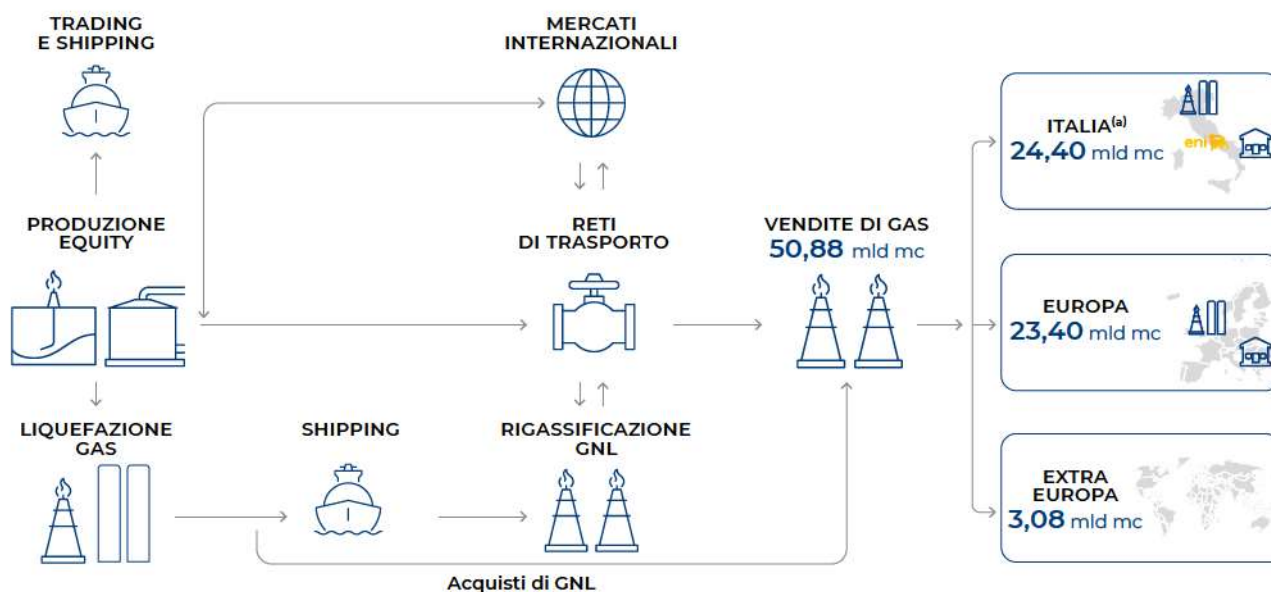
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

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 Eni 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.

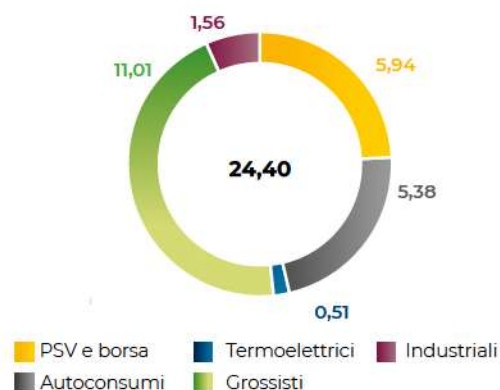
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

CICLO DEL VALORE DEL SETTORE GGP



(a) Inclusi gli autoconsumi.

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 corso del 2024, al fine di assicurare una maggiore flessibilità e diversificare ulteriormente le proprie forniture di GNL, Eni ha concluso una serie di importanti accordi, in particolare è stato sottoscritto:

- un contratto di noleggio della nave bunker GNL Avenir Aspiration con Avenir LNG Limited, che consentirà di rafforzare la presenza Eni nel mercato bunkering nel Mediterraneo, in linea con la strategia del Gruppo di commercializzare il crescente portafoglio di GNL e promuovere combustibili più sostenibili;

- un Memorandum di Cooperazione con Japan Organization for Metals and Energy Security, con l'obiettivo di promuovere il ruolo del gas e del GNL nel percorso di transizione energetica, prevedendo per Eni opportunità di fornitura di GNL al Giappone e supporto da parte delle istituzioni finanziarie giapponesi al progetto Coral North in Mozambico;
- un contratto di vendita in Thailandia al fine di sviluppare ulteriormente le vendite GNL in Asia.

Questi nuovi contratti contribuiscono alla creazione di un portafoglio di GNL che, facendo leva sull'approccio integrato di Eni nei Paesi in cui opera e in linea con la strategia di transizione energetica, ha l'obiettivo di aumentare progressivamente la quota di gas nella produzione upstream complessiva al 60% entro il 2030.

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 51,05 miliardi di metri cubi, in aumento di 1 miliardo di metri cubi, pari al 2% rispetto al 2023. I volumi di gas approvvigionati all'estero (43,39 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'85% del totale, sono diminuiti rispetto al 2023 (-0,95 miliardi di metri cubi; -2,1%) a causa principalmente dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-1,36 miliardi di metri cubi), in Libia (-1,11 miliardi di metri cubi) e nel Regno Unito (-0,19 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Norvegia (+0,39 miliardi di metri cubi), Indonesia (+0,30 miliardi di metri cubi) e nei Paesi Bassi (+0,24 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (7,66 miliardi di metri cubi) registrano un aumento del 34,2% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE



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

Il mercato europeo del gas ha registrato una domanda sostanzialmente stabile, con un incremento vs. il 2023 dello 0,5% e dello 0,6% in Italia e nell'Unione europea, rispettivamente. Questo andamento è stato sostenuto dal recupero dei consumi gas nei settori industriale e civile, che hanno compensato la diminuzione della domanda nel settore elettrico, dovuta

alla maggiore disponibilità di energia idroelettrica e solare. Le vendite di gas naturale di 50,88 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno registrato un incremento di 0,37 miliardi di metri cubi rispetto al 2023, pari allo 0,7% principalmente a seguito delle maggiori vendite nel resto del mondo.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	2022
ITALIA		24,40	24,40	30,67
Grossisti		11,01	10,71	12,22
PSV e borsa		5,94	6,28	9,31
Industriali		1,56	1,50	2,89
Termoelettrici		0,51	0,52	0,83
Autoconsumi		5,38	5,39	5,42
VENDITE INTERNAZIONALI		26,48	26,11	29,85
Resto d'Europa		23,40	23,84	27,41
Importatori in Italia		1,26	2,29	2,43
Mercati europei:		22,14	21,55	24,98
Penisola Iberica		3,18	2,75	3,93
Germania/Austria		4,35	3,35	3,58
Benelux		3,63	3,75	4,24
Regno Unito		1,23	1,42	1,92
Turchia		6,10	6,90	7,62
Francia		3,58	3,31	3,62
Altro		0,07	0,07	0,07
Mercati extra europei		3,08	2,27	2,44
TOTALE VENDITE GAS		50,88	50,51	60,52

Le vendite in Italia pari a 24,40 miliardi di metri cubi sono in linea rispetto all'esercizio 2023, a seguito dei maggiori volumi commercializzati nel settore grossisti e nel settore industriale, bilanciati dalla riduzione registrata nelle vendite all'hub. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (1,26 miliardi di metri cubi; -1,03 miliardi di metri cubi rispetto al 2023) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 23,40 miliardi di metri cubi sono in riduzione di 0,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2023. La riduzione

registrata presso gli importatori in Italia è stata compensata dagli aumenti delle vendite nei mercati della Germania, della Penisola Iberica e della Francia, in parte bilanciati dalle minori vendite effettuate in Turchia. Le vendite nei mercati extra europei pari a 3,08 miliardi di metri cubi hanno registrato una crescita del 35,7% rispetto al 2023 (+0,81 miliardi di metri cubi) a seguito dei maggiori volumi 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 2024 le vendite ammontano a 3,63 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2023 (pari a -3,2%) a seguito delle ottimizzazioni di portafoglio e delle minori 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 2024, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 3,58 miliardi di metri cubi (comprendenti le vendite alle società del gruppo Plenitude) con un aumento di 0,27 miliardi di metri cubi, pari all'8,2%, rispetto al 2023 principalmente grazie alle iniziative di ottimizzazione che hanno più che compensato le minori vendite effettuate alle compagnie locali di distribuzione.

GERMANIA/AUSTRIA

Eni nel 2024 ha venduto 4,35 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 1 miliardo di metri cubi rispetto all'anno precedente per effetto dell'ottimizzazione di portafoglio in parte bilanciata dalle minori vendite all'hub.

SPAGNA

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale e grossista. Nel 2024, le vendite in Spagna sono state di 3,18 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,43 miliardi di metri cubi (+15,6%) rispetto al 2023, beneficiando delle maggiori vendite ai clienti industriali.

TURCHIA

Eni commercializza gas naturale attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2024, le vendite sono state di 6,10 miliardi di metri cubi di gas, con un decremento di 0,80 miliardi di metri cubi, pari all'11,6% rispetto al 2023 per effetto dei minori ritiri effettuati da Botas.

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 Eni nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2024, le vendite Eni sono state di 1,23 miliardi di metri cubi con un decremento di 0,19 miliardi di metri cubi, pari al 13,4% rispetto al 2023 a seguito della riduzione 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 testimonianza dei continui progressi nella valorizzazione delle risorse gas, Eni, nel mese di novembre, ha completato il varo dello scafo dell'unità galleggiante di produzione di gas naturale liquefatto Nguya FLNG. L'unità navale FLNG avrà una capacità di liquefazione di 2,4 milioni di tonnellate all'anno e si affiancherà all'attuale FLNG Tango, operativa da dicembre 2023 con una capacità di 0,6 milioni di tonnellate all'anno, portando la capacità totale di liquefazione del progetto Congo LNG a 3 milioni di tonnellate all'anno entro la fine del 2025.

Le vendite di GNL (9,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 2,1% rispetto al 2023 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dalla Nigeria e dall'Indonesia e commercializzato in Europa e Asia.

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 Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.

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.

APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE

	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	2022
Italia		7,66	5,71	3,40
Algeria (incluso il GNL)		10,70	12,06	11,86
Norvegia		6,88	6,49	6,75
Russia		6,19	6,16	17,20
Qatar (GNL)		2,91	2,91	2,56
Indonesia (GNL)		1,86	1,56	1,36
Paesi Bassi		1,86	1,62	1,39
Libia		1,41	2,52	2,62
Regno Unito		1,23	1,42	1,91
Congo (GNL)		0,45		
Altri acquisti di gas naturale		6,80	5,89	8,11
Altri acquisti di GNL		3,10	3,71	3,43
ESTERO		43,39	44,34	57,19
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		51,05	50,05	60,59
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,09)	0,54	
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,08)	(0,08)	(0,07)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate		50,88	50,51	60,52
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		50,88	50,51	60,52

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	2022
Vendite delle società consolidate		50,88	50,51	60,52
Italia (inclusi autoconsumi)		24,40	24,40	30,67
Resto d'Europa		23,40	23,84	27,41
Extra Europa		3,08	2,27	2,44
TOTALE VENDITE GAS		50,88	50,51	60,52

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	2022
Europa		6,7	7,3	7,0
Extra Europa		3,1	2,3	2,4
Totale vendite di GNL		9,8	9,6	9,4

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Tratta	Linee (n.)	Lunghezza complessiva (km)	Diametro (pollici)	Capacità di trasporto ^(a) (mld mc/a)	Stazioni di compressione (n.)
TTPC (Oued Saf Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,3	5
TMPC (Cap Bon-Mazara del Vallo)	5 linee da 155 km	775	20/26	33,5	
Greenstream (Mellitah-Gela)	1 linea da 520 km	516	32	11,5	1
Blue Stream (Beregovaya-Samsun)	2 linee da 387 km	774	24	16,0	1

(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 Brindisi, Ferrera Erbo-gnone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bologiano. Al 31 dicembre 2024, la potenza installata in esercizio è di circa 5 gigawatt. Nel 2024, la

produzione di energia elettrica è stata di 20,16 TWh, in calo di 0,50 TWh rispetto al 2023. A completamento della produzione, Eni ha ac-quistato 6,39 TWh di energia elettrica (-0,25 TWh rispetto al 2023).

GENERAZIONE ELETTRICA

		2024	2023	2022
Acquisti				
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.078	4.144	4.218
Altri combustibili	(migliaia di tep)	139	156	175
di cui: steam cracking		71	85	86
Produzioni				
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,16	20,66	21,37
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	6.761	6.981	6.900
Totale capacità installata (100%)	(GW)	4,9	4,9	5,0

Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 26,55 TWh registrano una riduzione pari al 2,7%, a seguito dei minori volumi commercializzati presso il mercato libero in parte compensati dall'incremento dei volumi venduti verso borsa/terzi (+1 TWh).

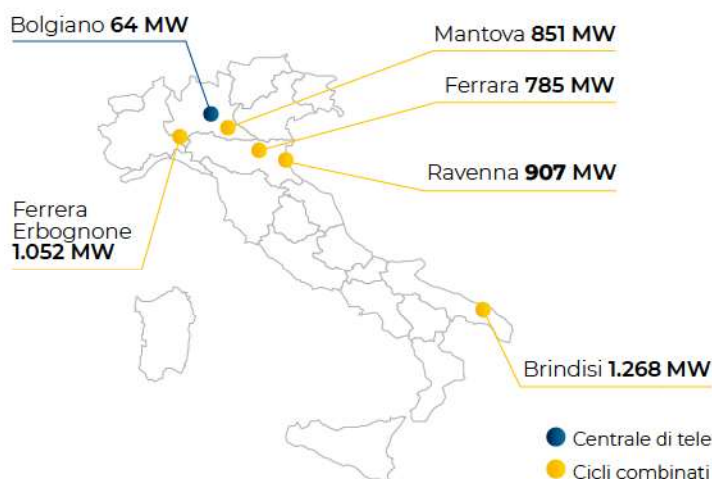
VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2024	2023	2022
Produzione di energia elettrica		20,16	20,66	21,37
Acquisti di energia elettrica ^(a)		6,39	6,64	9,49
Disponibilità		26,55	27,30	30,86
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi^(b)		26,55	27,30	30,86
<i>di cui vendite a borsa/terzi</i>		<i>18,86</i>	<i>17,89</i>	<i>20,37</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 2024:
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 31/12/2024 (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)	2024	2023	2022
GGP				
Mercato		16	13	2
Italia				
Estero		16	13	2
Trasporto internazionale		4	3	21
POWER		90	103	150
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		110	119	173

Enilive e Plenitude



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2024	2023	2022
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,63	1,34	1,01
di cui: dipendenti		0,73	1,36	0,53
contrattisti		0,47	1,30	1,73
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.899	5.759	5.303
di cui all'estero		2.072	2.103	1.961
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)		0,5	0,5	0,5
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	31.301	32.877	39.942
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.589	(74)	(450)
Utile operativo proforma adjusted		1.143	1.253	1.473
- Enilive		539	738	1.128
- Plenitude		604	515	345
Utile (perdita) netto adjusted		724	809	1.072
Investimenti tecnici		1.303	1.064	754
Enilive				
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	1.115	866	543
Produzioni vendute di biocarburanti certificati		982	635	428
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,65	1,10
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie	(%)	74	71	58
Quota di mercato rete in Italia		21,2	21,4	21,7
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,70	7,52	7,50
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.254	5.267	5.243
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.638	1.645	1.587
Grado di efficienza della rete	(%)	1,22	1,19	1,20
Plenitude				
Vendite gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	5,51	6,06	6,84
Vendite energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	18,28	17,98	18,77
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di pdf)	10,03	10,11	10,07
Punti di ricarica veicoli elettrici	(migliaia)	21,3	19,0	13,1
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	4,7	4,0	2,6
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	4,1	3,0	2,2

(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. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

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

ENILIVE

Enilive produce biocarburanti liquidi avanzati (es. 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 gestisce anche degli impianti per la produzione di biometano, a partire da biomasse agricole e da scarti del settore agro-alimentare, nonché attività di smart mobility, tra cui il car sharing Enjoy, e di commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa, dove è presente un'ampia offerta di prodotti, tra cui i 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 anche altri 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 movimen-

to, 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.

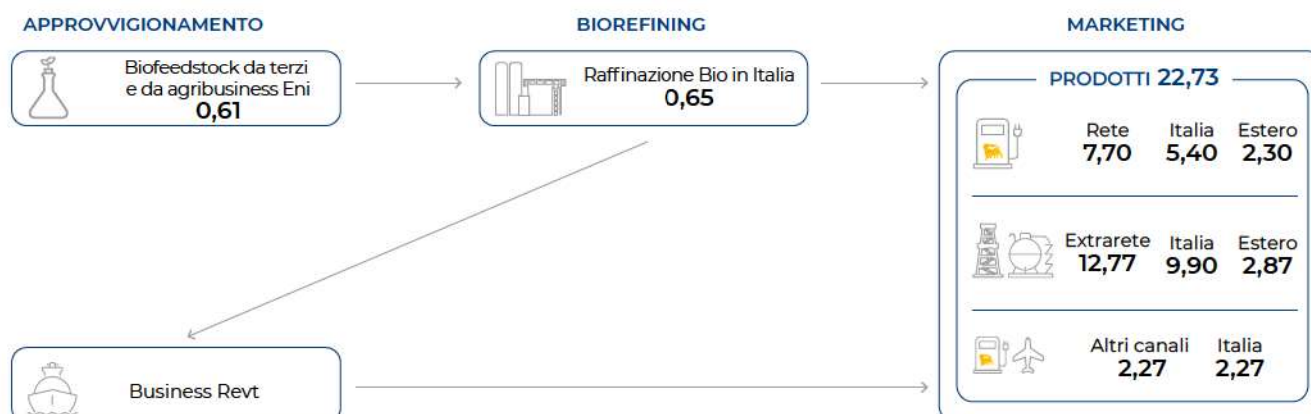
Valorizzazione e sviluppo del business

Gli investimenti strategici di KKR in Enilive hanno confermato l'appetibilità del modello satellitare Eni con la costituzione di entità focalizzate sulla transizione in grado di attrarre capitali specializzati per finanziare la loro crescita indipendente, al contempo esplicitando valore per Eni.

Nel marzo 2025, a seguito delle approvazioni delle autorità competenti, il fondo KKR ha finalizzato l'acquisizione di una quota pari al 25% per un corrispettivo complessivo di circa €3 miliardi, incrementando così la propria partecipazione in Enilive del 5% fino a un totale del 30% e rafforzando ulteriormente l'opportunità di investimento per i nostri satelliti legati alla transizione.

L'operazione rappresenta uno sviluppo significativo del modello satellitare di Eni, che si pone l'obiettivo di creare le condizioni per una crescita indipendente del business a elevato potenziale, garantendo l'accesso a nuovi bacini di capitale strategico e dando evidenza del loro effettivo valore di mercato. L'operazione conferma altresì l'efficacia del modello integrato distintivo di Enilive e ne rafforza allo stesso tempo la struttura finanziaria.

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI^(a)



(a) I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono al 2024.

FEEDSTOCK

Raccolta rifiuti e residui oli di cottura usati, di sego, residui degli effluenti della produzione dell'olio di palma, oli vegetali prodotti da colture non in competizione con la filiera alimentare, terreni degradati e residui agricoli

+
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 (Final Investment Decision)

+
Bioraffinerie in Europa in fase di studio (tra cui in Italia Sannazzaro e Priolo)

+
Pengerang (Malesia) (Final Investment Decision)

+
Daesan (Corea del Sud) (Final Investment Decision)

MOBILITÀ MIGLIORATA

Offerta di carburanti tradizionali

+

HVO 100%, SAF, HVO diesel, HVO nafta, Bio GPL, biometano, 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
Bio GNC - Bio GNL
Bio GPL
Idrogeno

SMART MOBILITY



Enjoy



EniParking



Rete di ricarica EV hyperfast

SERVIZI FOOD



EniCafé



Emporium



ALT
Stazione del gusto

SERVIZI



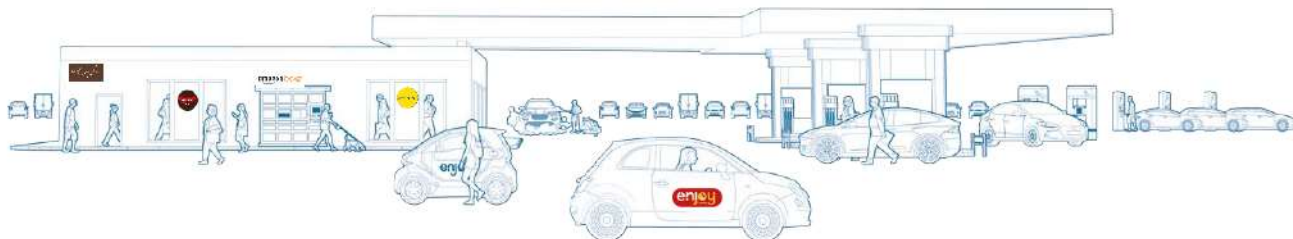
Amazon
Hub Lockers



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 l'acquisizione 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™). Nell'arco di piano è previsto l'avvio della produzione di SAF e l'aumento di capacità di lavorazione fino a 0,6 milioni di tonnellate/anno.

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. Inoltre, nell'ambito dei progetti volti a rafforzare l'aggregazione territoriale, la formazione universitaria e l'imprenditoria giovanile, a gennaio 2024 è stato definito il contratto tra Bioraffineria di Gela e Comune di Gela per l'avvio del Centro polifunzionale Macchitella Lab. L'accordo prevede da parte della Bioraffineria di Gela la concessione gratuita al Comune per l'uso dell'immobile "ex Casa Albergo Eni" per un periodo di due anni,

con possibilità di proroga. Il Comune si impegnerà a utilizzare l'immobile esclusivamente per le attività previste dal Progetto Macchitella Lab e a sostenere le spese ordinarie.

A dicembre 2024 è stata raggiunta la Mechanical Completion e successivamente a gennaio 2025 è stata avviata la produzione di SAF. L'impianto ha una capacità di 400 mila tonnellate/anno, pari a quasi un terzo della domanda di SAF prevista in Europa per il 2025 in conseguenza dell'entrata in vigore della ReFuelEU Aviation.

Chalmette: a giugno 2023, Enilive e PBF Energy Inc. (PBF) hanno finalizzato la joint venture paritetica in St. Bernard Renewables LLC (SBR), una bioraffineria co-locata con la Raffineria di Chalmette di PBF 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™.

Attraverso una serie di accordi e iniziative di sviluppo, Enilive ha avviato un processo di espansione internazionale della presenza nella bioraffinazione. In particolare:

- Enilive, Petronas e Euglena Co. Ltd hanno raggiunto la final investment decision (FID) per costruire e gestire una bioraffineria all'interno del sito industriale Pengerang in Malesia. L'impianto, basato sulla tecnologia Ecofining™, si prevede essere operativo entro il secondo semestre del 2028 e produrrà SAF, HVO e bio-nafta, destinati al settore aereo e a quello dei trasporti su strada. La capacità prevista di trattamento sarà pari a circa 650.000 tonnellate/anno. A dicembre, dopo il rilascio delle consuete autorizzazioni di legge, è

stata costituita la Joint Venture "Pengerang Biorefinery Sdn. Bhd".

- Enilive e LG Chem hanno raggiunto la decisione finale d'investimento per lo sviluppo di una bioraffineria in Corea del Sud con una capacità di lavorazione di feedstock pari a 400 mila tonnellate/anno, facendo leva sulla tecnologia Ecofining™. A dicembre, dopo il rilascio delle consuete autorizzazioni di legge, è stata costituita la società collegata "LG- Eni BioRefining Co. Ltd".

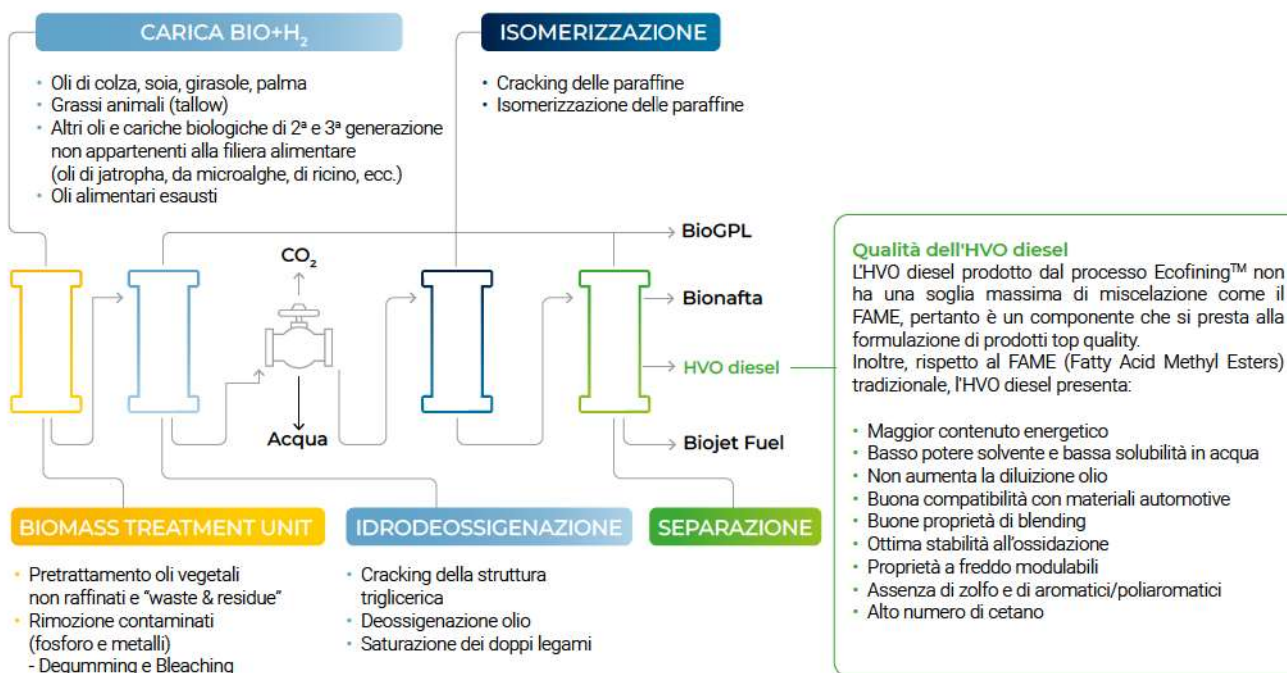
A settembre, sono state ottenute le autorizzazioni ambientali predeutiche all'autorizzazione definitiva da parte degli enti competenti per l'avvio della costruzione di una bioraffineria a Livorno con una capacità prevista di 500 mila tonnellate/anno di HVO diesel, bio-nafta e bio-GPL attraverso la riconfigurazione dell'hub esistente e avvio atteso nel 2026.

A marzo 2025, Eni e Saipem hanno esteso l'accordo di collaborazione sottoscritto dalle due società nel 2023 volto alla costruzione di nuove bioraffinerie, alla conversione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie e, più in generale, allo sviluppo di nuove iniziative da parte di Eni nell'ambito della trasformazione industriale.

I volumi di biofeedstock processati sono pari a 1.115 mila tonnellate in aumento del 28,8% rispetto al 2023, (+249 mila tonnellate).

Nel 2024 sono state esitate produzioni di biocarburanti certificati (HVO) per circa 982 mila tonnellate, in aumento del 55% rispetto al 2023, grazie al contributo di Chalmette.

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI



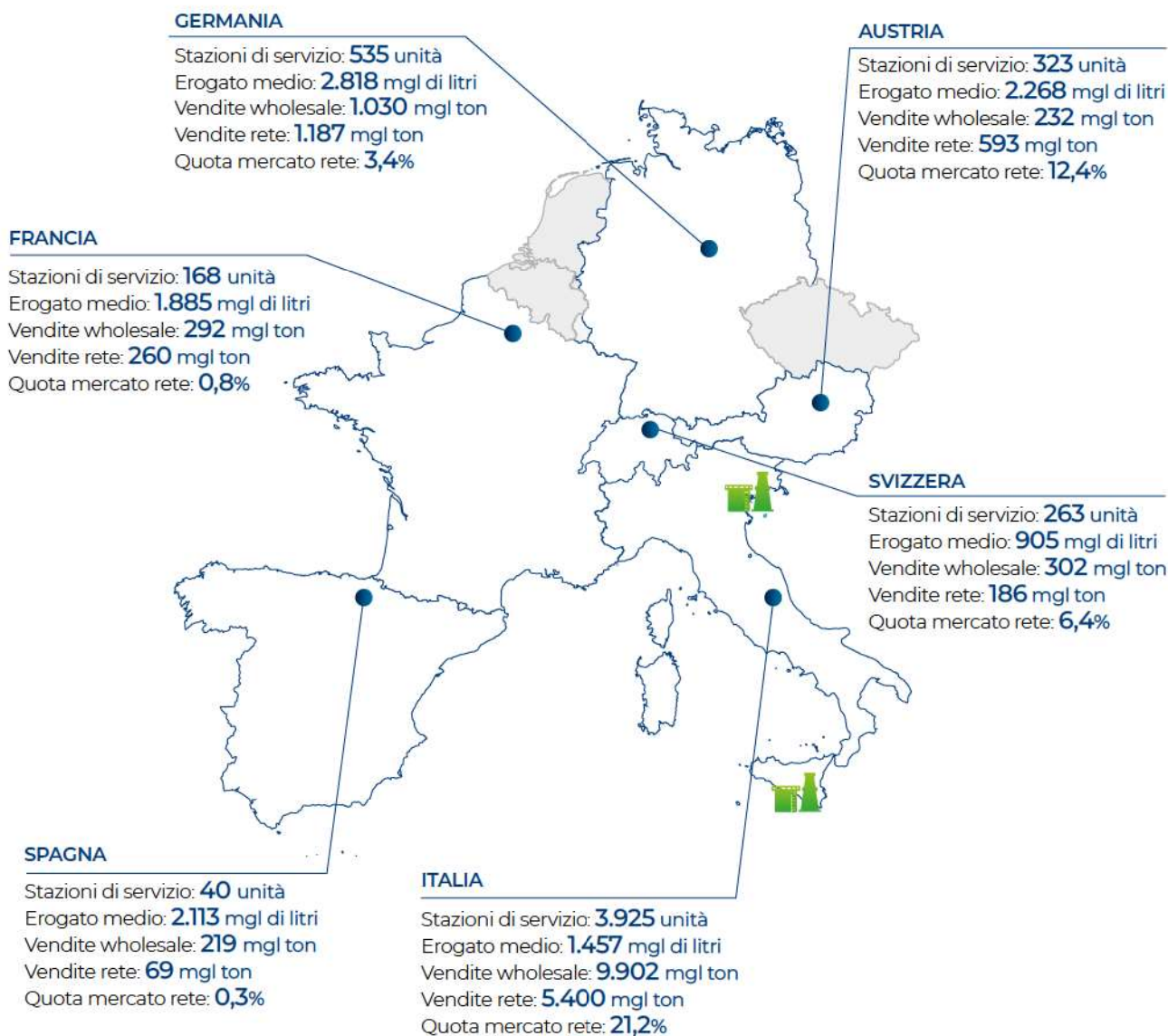
Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 2024 pari al 21,2%.

Nel 2024, le vendite sulla rete in Italia (5,40 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2023 (+79 mila tonnellate, +1,5%) beneficiando dei maggiori volumi di HVO e benzine commercializzati, in parte compensati dalla riduzione registrata nei volumi di gasolio. L'erogato medio (1.457 mila litri) è diminuito di 22 mila litri rispetto al 2023.

Al 31 dicembre 2024 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 3.925 stazioni di servizio (comprensivi delle stazioni di servizio gestite tramite contratti di affitto) con una riduzione di 51 unità rispetto al 31 dicembre 2023 (3.976 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (-56 unità), del saldo positivo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (+7 unità), in parte compensato da minori concessioni autostradali (-2 unità).

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENILIVE NEL 2024



Bioraffineria

Rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,30 milioni di tonnellate sono in aumento rispetto al 2023 (+4,5%), a seguito dei maggiori volumi venduti principalmente in: i) Spagna, grazie anche all'acquisizione del 100% delle azioni di Atenoil riguardante 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia; ii) Germania e Francia, che hanno compensato la riduzione registrata in Austria e in Svizzera.

Al 31 dicembre 2024 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.329 stazioni di servizio (+38 unità rispetto al 31 dicembre 2023), principalmente grazie alle aperture in Spagna, Germania e Francia, bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Austria e Svizzera.

L'erogato medio (2.179 mila litri) è aumentato di 14 mila litri rispetto al 2023 (2.166 mila litri).

Commercializzazione extrarete

Nel mercato extrarete, Eni 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.). Eni 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 9,53 milioni di tonnellate sono aumentate dell'1,5% rispetto al 2023, per effetto delle maggiori vendite di jet fuel che ha compensato le minori vendite presso tutti gli altri segmenti.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,37 milioni di tonnellate) registrano una riduzione del 15,9%. Le altre vendite in Italia (2,27 milioni di tonnellate) sono in calo di 0,44 milioni di tonnellate; -16,2% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere. Le vendite extrarete all'estero, pari a 2,86 milioni di tonnellate, sono aumentate del 4,8% rispetto al 2023, in particolare in Germania e Spagna, in parte bilanciate dalle minori vendite in Austria, Svizzera e Francia.

L'attività di commercializzazione del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione e dalla rete logistica di Eni, dalla disponibilità di 2 stabilimenti di imbottigliamento e un deposito secondario di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotrazione.

Enilive dispone di 3 impianti per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Spagna, Germania ed Estremo Oriente uno dei quali in compartecipazione. Con una gamma di prodotti composta da oltre 650 miscele differenti, Eni 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 è attiva nella commercializzazione di oli base, additivi per lubrificanti e lubrificanti finiti, prodotti da Eni presso gli stabilimenti di Livorno e Robassomero (TO).

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

Smart mobility

Eni dal 2013 è presente in diverse città italiane con il servizio di vehicle sharing Enjoy, sviluppato in partnership con Fiat. Il servizio è erogato secondo il modello "free floating", cioè con prelievo e restituzione del veicolo in qualsiasi punto all'interno dell'area coperta dal servizio. La fruizione, dall'individuazione, prenotazione e apertura del veicolo e fino al termine del noleggio, è gestita completamente online attraverso app per dispositivi mobili o attraverso il portale web di Enjoy.

La flotta Enjoy disponibile a dicembre 2024 è costituita da 3.477 veicoli complessivi di cui 2.889 ibridi e 588 elettrici, presenti in 65 città italiane: in modalità free floating a Milano (1.002 veicoli ibridi e 199 elettrici), Roma (1.016 veicoli ibridi e 199 elettrici), Torino (326 veicoli ibridi e 93 elettrici), Bologna (187 veicoli ibridi e 50 elettrici), Firenze (141 veicoli ibridi e 47 elettrici) ed in modalità station based presso gli Enjoy point di altre 60 città (217 veicoli ibridi). Il numero medio di noleggi mese nell'anno 2024 comprensivo delle YOYO è stato di 154.378 noleggi/mese.

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 Eni 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

Relativamente allo sviluppo e alla diffusione dell'utilizzo del diesel HVolution, il primo diesel di Enilive prodotto con 100% di materie prime rinnovabili, un biocarburante che viene prodotto da materie prime di scarto e residui vegetali, e da oli generati da colture non in competizione con la filiera alimentare, sono stati raggiunti importanti accordi con diversi partner:

- un protocollo d'intesa con MSC (Mediterranean Shipping Company) finalizzato a sviluppare iniziative congiunte nel campo della sostenibilità e della transizione energetica. In particolare, l'accor-

do include il potenziale utilizzo di GNL e di vettori energetici a minori emissioni di carbonio (HVO) per l'utilizzo sulle flotte MSC dedicate sia al trasporto logistico sia crocieristico;

- accordi con Itabus, per la fornitura di gasolio HVO a 100 autobus per il trasporto civile, e con Poste Italiane, per la fornitura di bio-carburanti ai veicoli di terra e ai mezzi aerei;
- una Lettera di Intenti con Volotea per la fornitura a lungo termine di SAF tra il 2025 e il 2030 nei 15 aeroporti italiani in cui opera il vettore;
- due accordi con EasyJet per l'approvvigionamento di Sustainable Aviation Fuel in Italia. Alcuni voli in partenza dall'aeroporto di Mi-

lano Malpensa saranno riforniti con carburante sostenibile per l'aviazione;

- una Lettera d'Intenti tra Enilive e Ryanair per una fornitura a lungo termine di carburante sostenibile per l'aviazione in alcuni aeroporti in Italia in cui opera la compagnia aerea. Questo accordo consentirà a Ryanair di avere accesso a fino a 100 mila tonnellate di Sustainable Aviation Fuel (SAF) tra il 2025 e il 2030;
- un accordo con Fincantieri e RINA, multinazionale di ispezione, certificazione e consulenza ingegneristica, per sviluppare iniziative per la transizione energetica, mirando alla decarbonizzazione del settore marittimo.

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI

	(milioni di tonnellate)	2024	2023	2022
Rete		5,40	5,32	5,38
Extrarete		9,53	9,39	7,85
Petrochimica		0,37	0,44	0,39
Altre vendite		2,27	2,71	2,53
Vendite in Italia		17,57	17,86	16,15
Rete		2,30	2,20	2,12
Extrarete		2,86	2,73	3,11
Vendite all'estero		5,16	4,93	5,23
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		22,73	22,79	21,38

EROGATO MEDIO

	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		1.457	1.479	1.445	1.362	1.206	1.586	1.589
Germania		2.818	2.778	2.714	2.696	2.800	3.186	3.247
Francia		1.885	1.930	1.985	1.892	1.650	2.043	2.144
Austria/Svizzera		1.656	1.697	1.664	1.707	1.609	2.033	2.018
Erogato medio complessivo		1.638	1.645	1.587	1.521	1.390	1.766	1.776

STAZIONI DI SERVIZIO

	(numero)	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		3.925	3.976	4.003	4.078	4.134	4.184	4.223
Impianti ordinari		3.819	3.868	3.892	3.967	4.019	4.068	4.108
Impianti autostradali		106	108	111	111	115	116	115
Estero		1.329	1.291	1.240	1.236	1.235	1.227	1.225
Germania		535	527	486	480	480	476	471
Francia		168	157	153	155	158	155	155
Austria/Svizzera		586	590	592	592	597	596	599
Spagna		40	17	9	9			

BIORAFFINERIE

	Quota di partecipazione %	Capacità (2024) (mgl ton/a)
Interamente possedute		
Venezia	100	360
Gela	100	736
Partecipate in quota		
Chalmette	50	550
Totale		1.646

PLENITUDE

Tramite Plenitude, Eni è attiva nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi per la clientela retail e business, nella produzione e generazione 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	~1,0	   	8,1	20.321
Francia	~0,1		1,0	322
Penisola Iberica	~0,8	 	0,4	48
USA	~1,7	   		
Regno Unito	~0,1			
Altri	~0,4	   	0,5	583
TOTALE	~4,1		10,0	21.274

(a) Dati al 31 dicembre 2024 (asset installati).

 Fotovoltaico
 Eolico onshore
 Eolico offshore
 Storage

Valorizzazione e sviluppo del business

In linea con la strategia Eni di valorizzazione dei business della transizione nel 2024, Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) hanno raggiunto due distinti accordi per l'ingresso di EIP nel capitale sociale di Plenitude attraverso due aumenti di capitale riservato di circa €0,6 mld e di €0,2 mld (rispettivamente pari al 7,6% e 2,4% del capitale sociale della società).

La partecipazione di EIP post-transazioni, è pari al 10% del capitale sociale di Plenitude, per un investimento complessivo di circa €800 milioni.

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.

Plenitude rifornisce oltre 10 milioni di clienti gas e luce, in Italia (8 milioni) e nel resto d'Europa (2 milioni).

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2024	2023	2022
ITALIA		3,83	4,11	4,65
Retail		2,71	2,91	3,34
Business		1,12	1,20	1,31
VENDITE INTERNAZIONALI		1,68	1,95	2,19
Mercati europei:				
Francia		1,29	1,54	1,69
Grecia		0,26	0,26	0,33
Altro		0,13	0,15	0,17
TOTALE VENDITE RETAIL GAS		5,51	6,06	6,84

Vendite retail gas

Nel 2024, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d’Europa di 5,51 miliardi di metri cubi hanno evidenziato una riduzione di 0,55 miliardi di metri cubi rispetto al 2023, pari al -9,1%. Le vendite in Italia di 3,83 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del 6,8% rispetto al 2023 risentendo principalmente delle minori vendite al segmento residenziale.

Le vendite sui mercati europei di 1,68 miliardi di metri cubi (-13,8%, pari a 0,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2023)

riflettono essenzialmente i minori volumi commercializzati in Francia.

Vendite retail di energia elettrica a clienti finali

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 18,28 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Penisola Iberica, registrano un aumento dell’1,7% rispetto al 2023, dovuto in particolare all’incremento del portafoglio clienti in Italia e all’estero.



Renewables

Tramite Plenitude, Eni 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.

Sviluppi di portafoglio ed accordi significativi nell’ambito delle energie rinnovabili

Nell’ambito dello sviluppo dei settori eolico e fotovoltaico, componente essenziale della strategia di crescita, nel 2024 sono stati realizzati

e avviati diversi impianti di produzione nonché sono stati sottoscritti una serie di importanti accordi volti a rafforzare la presenza Plenitude nel territorio nazionale e all’estero. In particolare, nel settore eolico:

- sono state avviate le operazioni presso un nuovo parco eolico onshore da 39 MW in Calabria. L’impianto, costituito da nove aerogeneratori di ultima generazione produrrà annualmente 84 GWh di energia elettrica, pari al fabbisogno annuale di oltre 30.000 famiglie;
- il progetto Green Volt, partecipato da Plenitude attraverso Vårgrønn, è stato selezionato come unico progetto eolico offshore galleggiante ad aggiudicarsi un contratto nell’ultima asta per le rinnovabili nel Regno Unito (“AR6”); il progetto rappresenterà il più grande parco eolico offshore galleggiante al mondo;
- è stato avviato un impianto eolico a Soria in Spagna con una capacità installata di circa 13 MW e una produzione stimata di 31 GWh/anno.

Nel mese di aprile 2025, Plenitude ha firmato con Autostrade per l'Italia un Power Purchase Agreement della durata di 10 anni per la vendita dell'intera produzione di un impianto eolico di proprietà di Plenitude in Basilicata con una capacità di 16 MW e una produzione di energia elettrica stimata in circa 390 GWh sull'intero periodo. L'accordo prevede anche l'acquisto, da parte di Autostrade per l'Italia, delle garanzie di origine relative all'intera produzione dell'impianto, contribuendo così alla decarbonizzazione dei consumi di Autostrade per l'Italia.

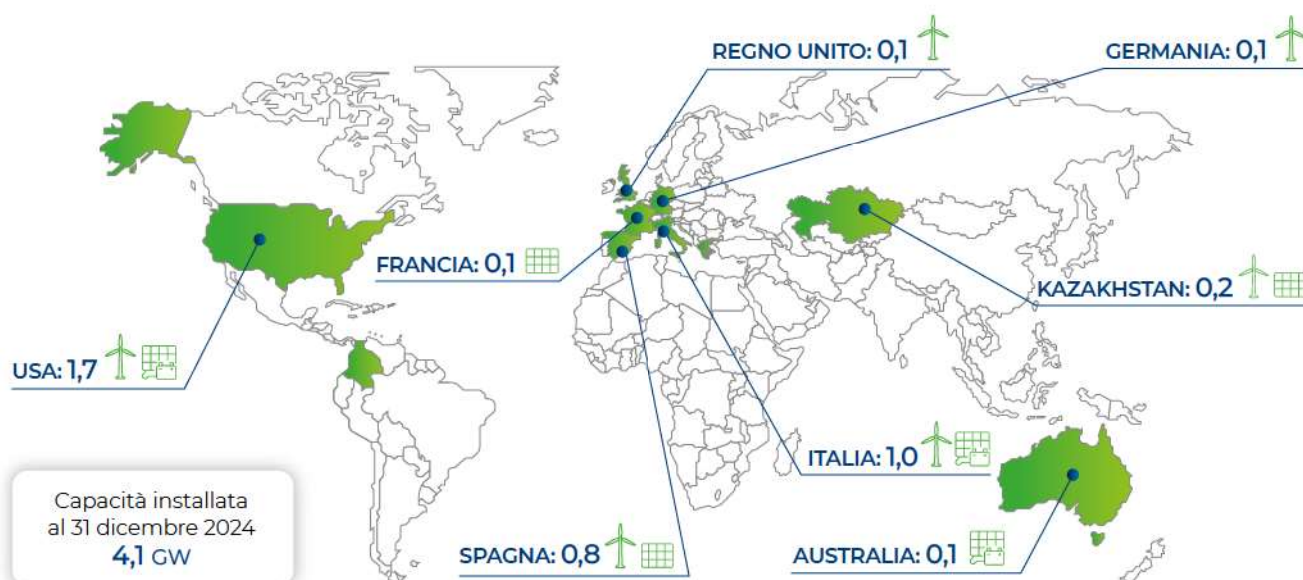
Nel settore fotovoltaico i principali sviluppi hanno riguardato:

- l'impianto solare Villanueva II, con una capacità installata di 50 MW. Il parco è stato sviluppato su un'area di circa 100 ettari ed è collegato alla rete di trasmissione nazionale. L'impianto, composto da oltre 76.000 moduli fotovoltaici, produrrà oltre 100 GWh/anno di energia elettrica, equivalente al fabbisogno energetico di oltre 30.000 famiglie;
- l'avvio delle operazioni presso l'impianto fotovoltaico di Ravenna Ponticelle, con una capacità installata di 6 MW, mentre sempre in Italia è stato completato l'impianto di Montalto di Castro (agrivoltaico, 24 MW in quota Plenitude);
- l'avvio della costruzione in Spagna del parco fotovoltaico di Renopool, con una capacità di generazione progettuale di 330 MW, la più grande unità fotovoltaica mai realizzata dalla Società. L'installazione fotovoltaica genererà 660 GWh all'anno e includerà sette impianti fotovoltaici e una sottostazione elettrica;
- la firma di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni con Ferriera Valsabbia, un'impresa siderurgica italiana, per la fornitura di energia prodotta al 100% da fonte rinnovabile. L'accordo riguarda l'intera produzione di un impianto eolico di proprietà Plenitude con una capacità di 15 MW;
- l'avvio della costruzione di un impianto fotovoltaico a Villarino de los Aires in Spagna con una capacità installata futura di 220 MW. Il parco solare sarà completato entro il 2025;

- l'avvio della produzione dell'impianto solare di Bouillac, in Dordogna, Francia, che ha una capacità installata di 5 MW. L'impianto, che si stima produrrà 6.700 MWh di elettricità all'anno, è collegato alla rete di distribuzione locale tramite una linea sotterranea di media tensione di 1,7 km. L'energia generata sarà commercializzata da Plenitude, in linea con il suo modello di business integrato;
- il completamento dell'installazione dell'impianto di Caparacena a Granada da 150 MW, composto da tre parchi fotovoltaici da circa 50 MW. Il collegamento elettrico alla rete di trasmissione nazionale è garantito da una sottostazione da 400 kV, la cui costruzione è stata completata, e da un'altra sottostazione e una linea da 200 kV condivise con altri operatori. Inoltre, Plenitude ha completato la costruzione di altri impianti situati nei parchi solari di Renopool, in Estremadura, e di Guillena, in Andalusia, per una capacità installata totale di circa 250 MW;
- la costruzione dell'impianto di Guajillo (200 MW), il sistema di stoccaggio a batterie più grande mai realizzato dalla Società;
- l'accordo con la Società EDP Renewables North America LLC ("EDPR NA") per l'acquisizione del 49% di due impianti fotovoltaici già operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California (Stati Uniti). I parchi solari Sandrini 100 (141 MW) e Sandrini 200 (266 MW) condividono con l'impianto di stoccaggio Sandrini BESS (368 MW) la stessa infrastruttura di connessione alla rete elettrica. I tre parchi hanno una capacità installata complessiva di circa 499 MW, di cui 245 MW in quota Plenitude. L'accordo è stato concluso a marzo 2025.

Nel mese di marzo 2025, Plenitude ha avviato la costruzione di un nuovo impianto solare da 90 MW nella località di Fortuna, nella regione di Murcia, in Spagna. Il nuovo impianto si svilupperà su un'area di circa 120 ettari e sarà collegato alla rete di distribuzione attraverso una linea sotterranea di 6 km a 30 kV e una sottostazione elettrica a 30/132 kV.

CAPACITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2024 (GW - DATI 100% PLENITUDE)



PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

	(terawattora)	2024	2023	2022
Produzione di energia da fonti rinnovabili		4,67	3,98	2,55
di cui: fotovoltaico		2,55	1,74	1,13
eolico		2,12	2,24	1,42
di cui: Italia		1,45	1,53	0,82
estero		3,22	2,45	1,73

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 4,67 TWh riferita per 2,55 TWh all’ambito fotovoltaico e per 2,12 TWh all’eolico, con un aumento di 0,69 TWh rispetto al 2023. 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 negli Stati Uniti e in Spagna nonché per lo sviluppo organico di progetti in Spagna, Kazakhstan e UK. Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

CAPACITÀ INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI A FINE PERIODO (DATI 100% PLENITUDE)

	(gigawatt)	2024	2023	2022
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		4,1	3,0	2,2
di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)		71%	64%	54%
eolico		29%	36%	46%
Italia		1,0	1,0	0,8
Estero		3,1	2,0	1,4
di cui: Stati Uniti		1,7	1,3	0,8
Spagna		0,8	0,4	0,3
Altri (Australia, Francia, Germania, Kazakhstan, Regno Unito)		0,6	0,3	0,3
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE) ^(a)		4,1	3,0	2,2

(a) La potenza installata di storage ammonta a 221 MW, 21 MW e 7 MW, nel 2024, 2023 e 2022 rispettivamente.

Al 31 dicembre 2024, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 4,1 GW, in aumento di 1,1 GW rispetto al 31 dicembre 2023, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti principalmente negli Stati Uniti, Spagna, Regno Unito e Italia e alle acquisizioni effettuate in Spagna e in Germania, nonché all’acquisizione di due impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale di 0,2 GW (quota Plenitude) il cui signing è avvenuto a fine 2024.

Italia

Al 31 dicembre 2024, Eni dispone in Italia di una capacità installata complessiva di oltre 1 GW. L’impegno Eni nel Paese è proseguito nel corso del 2024 con lo sviluppo organico di progetti sia fotovoltaici che eolici.

Estero

STATI UNITI

Al 31 dicembre 2024, Eni dispone negli Stati Uniti di una capacità installata complessiva di 1,7 GW, in incremento di 0,4 GW rispetto

al 2023 grazie in particolare al completamento dell’impianto di stoccaggio di Guajillo in Texas e all’acquisizione di ulteriori due impianti fotovoltaici situati in California.

SPAGNA E FRANCIA

Al 31 dicembre 2024, la capacità installata in Spagna e Francia ammonta complessivamente a circa 1 GW, in aumento di circa 0,4 GW rispetto a fine 2023 grazie in particolare all’acquisizione degli asset di Grijota e allo sviluppo organico degli impianti fotovoltaici di Renopool, Caparacena, Guillena in Spagna.

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 2024 la capacità installata ammonta a 58 MW (in quota Plenitude).

GERMANIA

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

KAZAKHSTAN

Al 31 dicembre 2024 Eni dispone di una capacità complessiva in Kazakistan di 146 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 un costante incremento del numero di veicoli elettrici in circolazione in Italia e in Europa, Plenitude, primo operatore in Italia per siti ad accesso pubblico ad alta potenza >100 KW, ha proseguito il piano di estensione della rete di punti di ricarica su tutto il territorio nazionale.

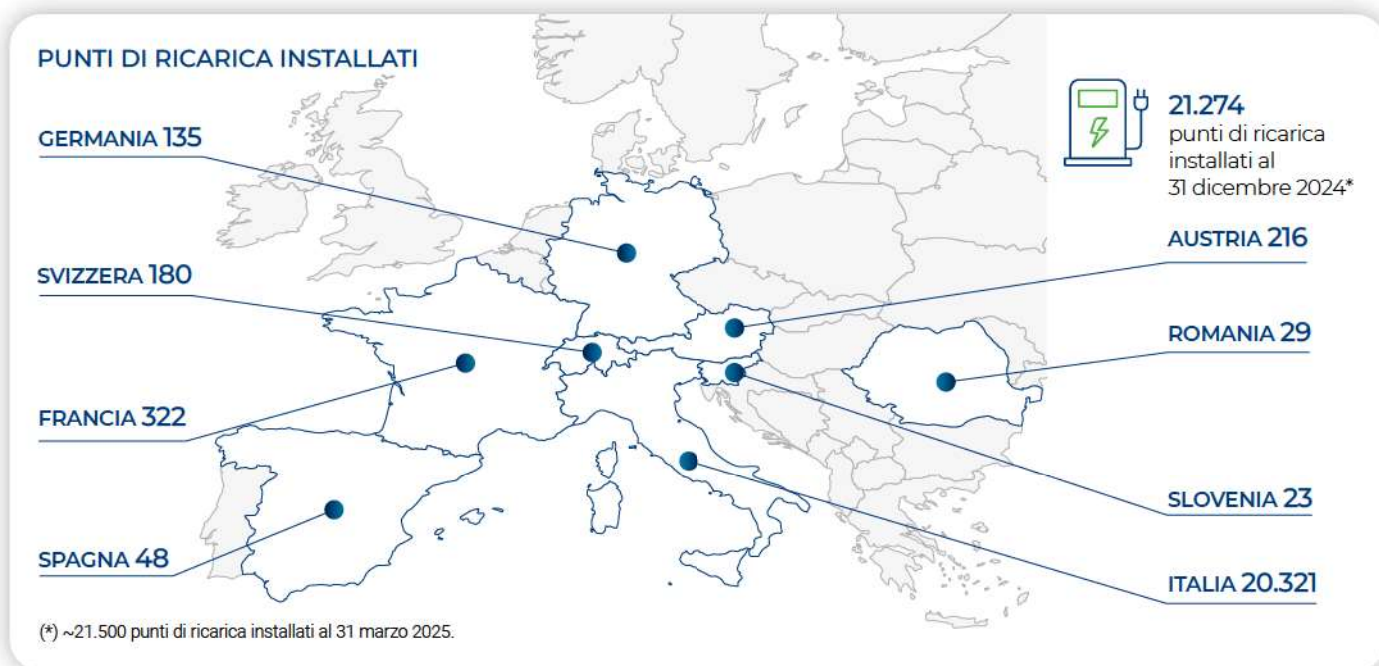
Al 31 dicembre 2024 sono oltre 21 mila i punti di ricarica distribuiti

su tutto il territorio nazionale e all'estero: 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 Be Charge) riveste sia il ruolo di proprietario e gestore della rete di ricarica (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 Be Charge sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 99 kW), Fast+ (fino a 149 kW) e Ultrafast (uguali o superiori a 150 kW) in corrente continua.

A giugno 2024, Plenitude ha firmato con MERKUR una partnership strategica per l'installazione e la gestione di innovative stazioni di ricarica per veicoli elettrici presso i centri commerciali MERKUR sul territorio sloveno. L'accordo prevede l'installazione, la costruzione e la gestione di 62 punti di ricarica fast e ultrafast tecnologicamente avanzati in tutto il Paese. Le prime stazioni di ricarica Plenitude sono state rese disponibili nel corso del 2024 e l'intero progetto sarà completato entro l'inizio del 2026.

Ad ottobre 2024, Plenitude ha segnato un ulteriore passo avanti nella mobilità elettrica con il lancio di "On the Road", che unifica sotto un'unica identità tutte le soluzioni per la ricarica, sia domestiche che su strada, consolidando il processo di integrazione di Be Charge (acquisita nel 2021) all'interno dell'azienda.



INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)	2024	2023	2022
Enilive	416	428	273
Plenitude	887	636	481
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI	1.303	1.064	754

Refining e Chimica



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2024	2023	2022
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,32	0,49	0,66
di cui: dipendenti		1,25	0,55	1,05
contrattisti		1,39	0,42	0,35
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.060	10.449	9.770
di cui all'estero		2.501	2.747	2.693
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	4,7	5,2	5,5
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	21.210	23.061	26.633
Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(1.681)	(2.121)	(606)
Utile operativo proforma adjusted		(713)	46	1.161
- Refining		101	660	1.415
- Chimica		(814)	(614)	(254)
Utile (perdita) netto adjusted		(449)	36	931
Investimenti tecnici		632	556	605
Refining				
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		24,21	27,39	27,12
Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale		52	47	42
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		78	77	79
Chimica				
Produzione di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	5.685	5.663	6.856
Vendite di prodotti chimici		3.169	3.117	3.752
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	50	51	59

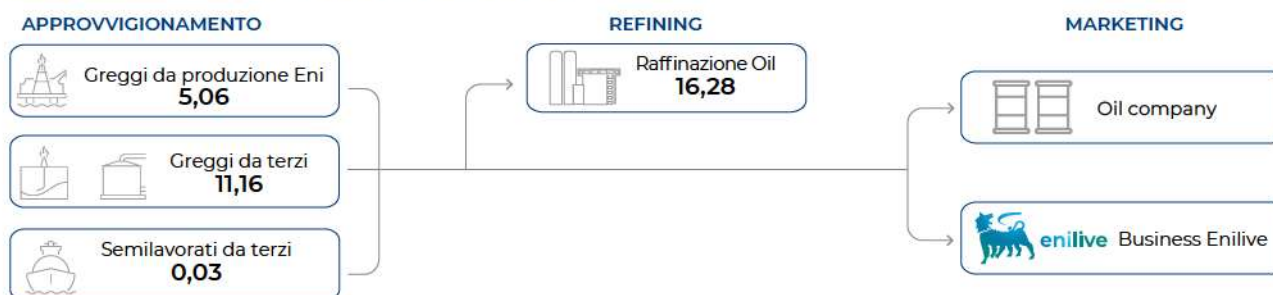
(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità. I dati 2022 e 2023 sono coerentemente esposti.

(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.

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI^(a)



(a) I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono alle raffinerie approvvigionate direttamente da Eni al 2024.

RAFFINAZIONE OIL

Nel 2024, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni, ad esclusione della raffinazione equity-accounted riferita ad ADNOC, è stata di circa 22,9 milioni di tonnellate (458 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 52%. La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata di 14,9 milioni di tonnellate (298 mila barili/giorno), con un indice di conversione del 53%.

SISTEMA DI RAFFINAZIONE 2024

	Classificazione partecipazione	Quota di partecipazione (%)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a) (mgl bl/g)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) ^(a) (%)	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			298	71	53	38	33	76	0
Italia									
Sannazzaro	controllata	100	180	75	54	38	8	59	
Taranto	controllata	100	104	69	56		25	17	
Livorno	controllata	100	14	34	12				
Raffinerie partecipate			160	90	51	152	28	94	49
Italia									
Milazzo	joint-operation	50	100	94	60	50	28	36	
Germania^(d)									
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	joint-operation	20	41	78	36	45		38	14
Schwedt	equity-accounted	8,33	19	98	34	57		20	35
TOTALE			458	78	52	190	61	170	49

(a) La capacità di raffinazione bilanciata totale in quota Eni si ridetermina in 621 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) 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 ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 180 mila barili/giorno e un indice di conversione del 54%. Situata nella Pianura Padana, 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 desolforazione. 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.

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 ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 14 mila barili/giorno, un indice di conversione del 12% e fino a febbraio 2024 è dedicata alla produzione di lubrificanti e specialties. La raffineria è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze) ed a partire dal secondo trimestre del 2024 ha in funzione solo la linea benzine con un'unità di platforming e isomerizzazione e un'unità di desolforazione per la produzione di carburanti attraverso la lavorazione di Virgin Nafta.

Nel 2024 Eni ha portato avanti il processo di decarbonizzazione, ottenendo la decisione finale di investimento per convertire la raffineria tradizionale di Livorno in una bioraffineria, seguendo lo stesso modello di successo adottato a Gela e Venezia. Lo start-up delle nuove linee di bioraffinazione è atteso per il 2026 e il polo sarà trasferito a Enilive. Il progetto prevede la costruzione di un'unità di pretrattamento delle materie prime biogeniche, di un impianto Ecofining™ e di un impianto per la produzione di idrogeno da gas naturale.

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).

Esteri

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,33% nella raffineria di Schwedt (PCK) e una partecipazione del 20% in Bayer-noil, 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 2024 sono state acquistate, per le raffinerie approvvigionate direttamente da Eni, 16,22 milioni di tonnellate di petrolio (19,08 milioni di tonnellate nel 2023) di cui 5,06 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 9,77 milioni di tonnellate sul mercato spot e 1,39 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 31% dall'Asia Centrale, 21% dall'Africa Settentrionale, 9% dal Medio Oriente, 9% dall'Italia, 6% dal Mare del Nord, 5% dall'Africa Occidentale, e 19% da altre aree.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2024 ammontano a 24,21 milioni di tonnellate, registrano una riduzione dell'11,6% rispetto al 2023 a seguito delle minori lavorazioni in particolare presso le raffinerie di Livorno per nuovo assetto produttivo e Sannazzaro a causa delle maggiori fermate rispetto al periodo di confronto. Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, ad esclusione della raffinazione equity-accounted riferita ad ADNOC, è pari al 78%. Il 31% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in riduzione rispetto al 2023 (24,4%).

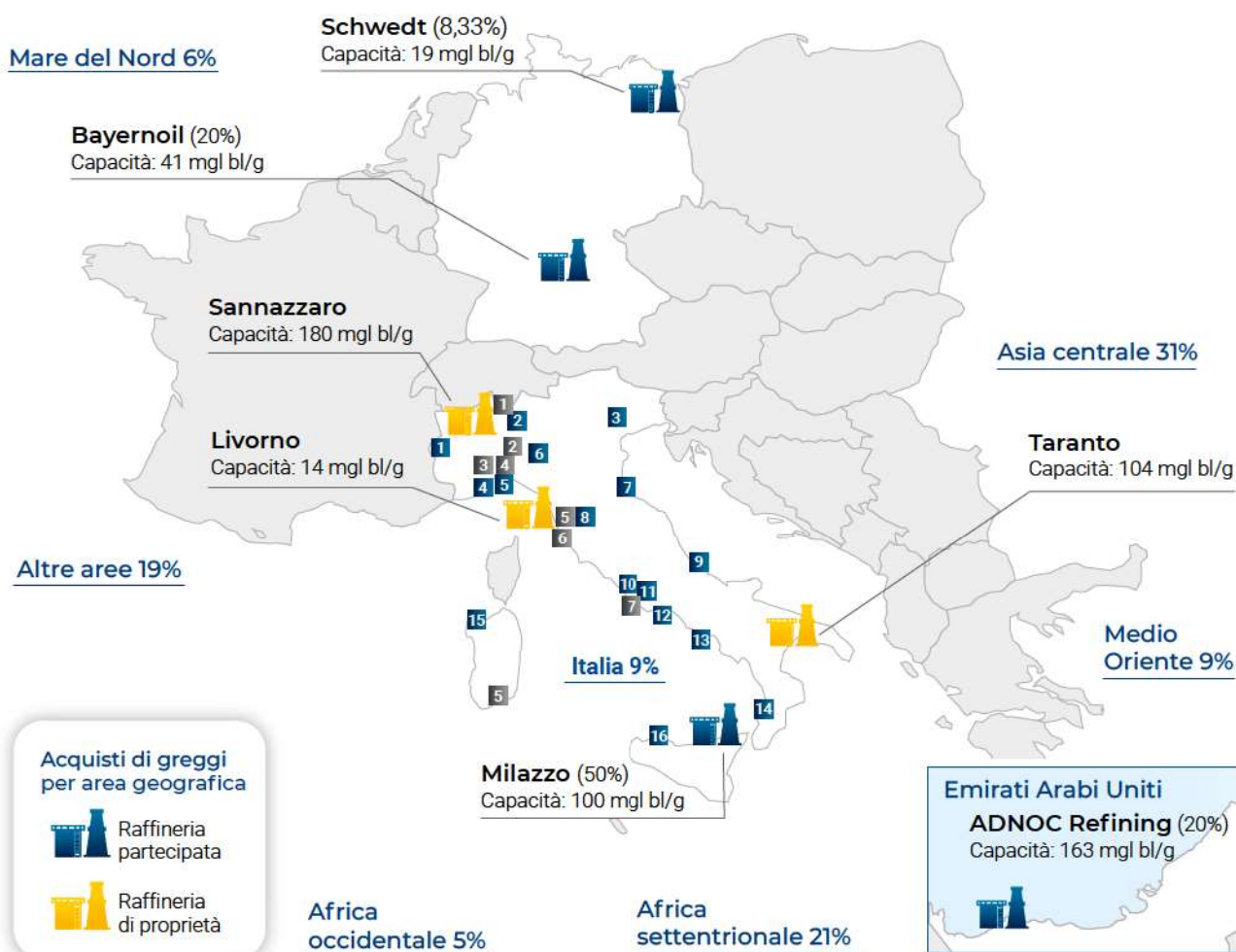
LOGISTICA

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 e da un deposito gestito attraverso la società controllata Petroven, posseduta al 100% da dicembre 2019 e incorporata in Eni SpA a partire dal 2025. La logistica Eni è organizzata in quattro gestioni operative ("depositi nord", "depositi centro", "depositi sud 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 in ambito logistico con altri partner italiani (Sigemi, Seram, Disma, Seapad, Toscopetrol, Porto Petroli Genova e Costiero Gas Livorno) 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

1 Volpiano	5 Genova Porto	9 Ortona	13 Napoli (GPL)
2 Rho	6 Fiorenzuola	10 Pantano	14 Vibo Valentia
3 Porto Marghera (Petroven)	7 Ravenna (GPL)	11 Pomezia	15 Porto Torres
4 Genova Pegli	8 Calenzano	12 Gaeta	16 Palermo

LOGISTICA IN JOINT VENTURE

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

(a) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2024.

OSSIGENATI

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 0,9 milioni 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 disponi-

bilità di prodotto è assicurata per il 76% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) ed in Venezuela (in joint venture con Pequiven) e per il 24% da acquisti.

ACQUISTI

(milioni di tonnellate)	2024	2023	2022
Greggi equity	5,06	4,57	5,02
Altri greggi	11,16	14,51	14,13
Totale acquisti di greggi	16,22	19,08	19,15
Acquisti di semilavorati	0,03	0,21	0,07
Acquisti di prodotti	9,48	6,23	7,13
TOTALE ACQUISTI	25,73	25,52	26,35
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,32)	(0,31)
Altre variazioni ^(a)	(0,32)	(1,47)	(1,46)
TOTALE DISPONIBILITÀ	25,16	23,73	24,58

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

LAVORAZIONI DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2024	2023	2022
Italia	13,76	16,88	16,12
di cui: Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	10,58	13,31	13,25
Lavorazioni in conto terzi	(1,50)	(1,32)	(1,70)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,68	4,89	4,57
ESTERO ^(a)	10,45	10,51	11,00
LAVORAZIONI TOTALI IN CONTO PROPRIO	24,21	27,39	27,12

(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.

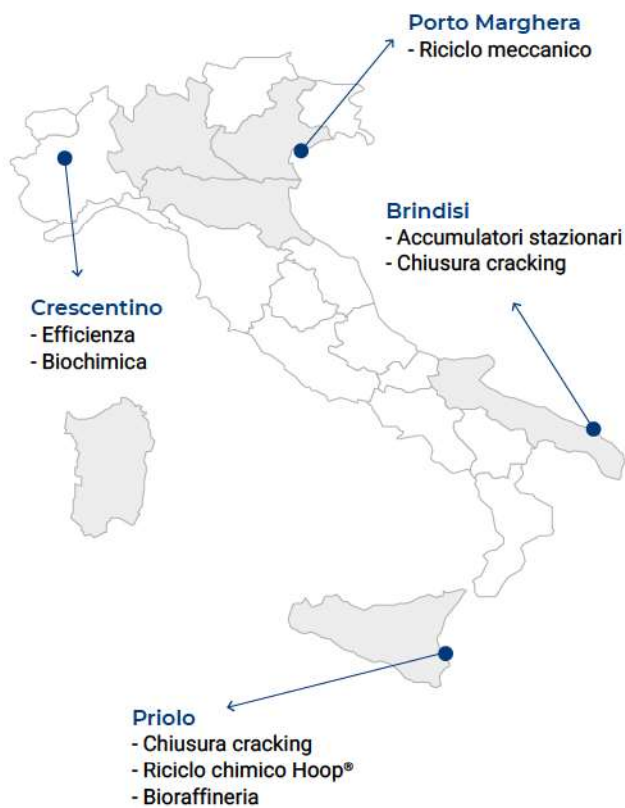
Con Finproject, società leader nella produzione di manufatti ultraleggeri e con Tecnofilm, azienda specializzata nel settore compounding, Versalis ha esteso la sua offerta commerciale con prodotti per il mercato delle applicazioni a maggiore valore aggiunto, posizionandosi in settori quali l’industria 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

Eni ha presentato lo scorso ottobre il piano di trasformazione, decarbonizzazione e rilancio del business della Chimica annunciato a marzo 2024. Il piano, con investimenti di circa €2 miliardi e una riduzione in termini di emissioni di circa 1 milione di tonnellate di CO₂, circa il 40% delle emissioni di Versalis in Italia, prevede da una parte la ristrutturazione della chimica di base con la fermata degli impianti di cracking a Priolo e Brindisi e il forte ridimensionamento della produzione di polimeri con la fermata del polietilene di Ragusa, dall’altra la realizzazione di nuovi impianti industriali coerenti con la transizione energetica e la decarbonizzazione dei vari siti industriali, nell’ambito della chimica bio, circolare e di specialità ma anche della bioraffinazione e dell’accumulo di energia. Il piano, che sarà implementato entro il 2029, punta a investire nello sviluppo delle nuove piattaforme della chimica da fonti rinnovabili, circolare e per prodotti specializzati, i cui mercati sono in crescita e nei quali Versalis ha acquisito una posizione di leadership. Al termine del processo la trasformazione porterà un impatto positivo dal punto di vista occupazionale, contrastando le conseguenze negative che la crisi strutturale e consolidata del settore della chimica di base a livello europeo avrebbe in questo ambito.

RISTRUTTURAZIONE



I DRIVER DELLA TRASFORMAZIONE

- ➔ RIDUZIONE DELL'ESPOSIZIONE NELLE PRODUZIONI DOVE SI È PERSA LA COMPETITIVITÀ CON EXTRA EUROPA
- ➔ SOSTITUZIONE MATERIE PRIME IN RISPOSTA ALLE DIRETTIVE PER LA SOSTENIBILITÀ
- ➔ RICIRCOLO E BIO
- ➔ EFFICIENZA E INTEGRAZIONE
- ➔ SPECIALIZZAZIONE DOWNSTREAM
- ➔ VALORIZZARE KNOW HOW E INFRASTRUTTURE PER ABILITARE LA TRASFORMAZIONE INDUSTRIALE
- ➔ PRECEDENTE ENILVE

RISTRUTTURAZIONE DELLA CHIMICA DI BASE:

- Dismissione dei due cracking di Priolo e Brindisi
- Riduzione produzione polimeri
- Massima efficienza in tutti i siti

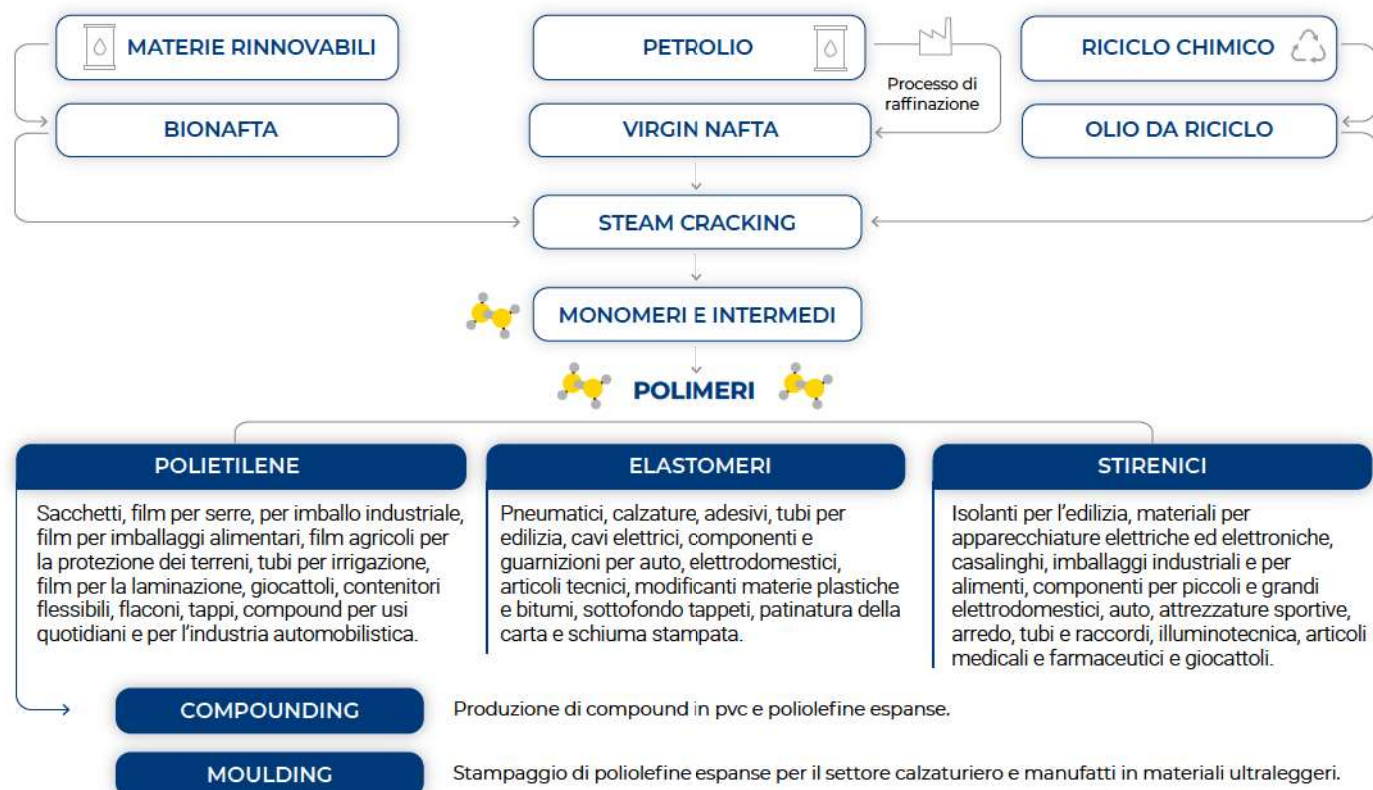


SVILUPPO NUOVE FILIERE PRODUTTIVE PROIETTATE NEI NUOVI MERCATI LOW CARBON

- Riciclo chimico a Priolo
- Bioraffineria a Priolo
- Gigafactory per accumuli stazionari a Brindisi
- Hub di riciclo meccanico
- Sviluppo produzioni Bio

TRASFORMAZIONE - CRESCITA DI NUOVE PIATTAFORME BIOCHEMICALS & ADVANCED MATERIALS

IL CICLO PRODUTTIVO DI CHIMICA TRADIZIONALE CON APPROCCIO MASS BALANCE



Nell'ambito dello sviluppo di progetti di economia circolare, leva strategica fondamentale per il business della chimica Eni, Versalis ha avviato una collaborazione con Crocco (SpA SB), azienda innovativa nel settore dell'imballaggio flessibile, finalizzata alla produzione di film per imballaggio alimentare realizzato con materia prima in parte proveniente dal riciclo di plastiche post consumo, con l'obiettivo di una produzione in serie destinata al mercato della grande distribuzione.

Inoltre, insieme a Forever Plast è stato lanciato REFENCE™, un'innovativa gamma di polimeri da riciclo per imballaggi a contatto con gli alimenti. I nuovi prodotti, sviluppati grazie alla nuova tecnologia NEWER™, andranno ad arricchire il portafoglio Versalis Revive® da riciclo meccanico.

Per sviluppare un modello industriale di filiera sempre più sostenibile, Versalis ha firmato con Bridgestone e Gruppo BB&G un accordo finalizzato alla trasformazione degli pneumatici a fine uso (PFU) in nuovi pneumatici, contribuendo alla creazione di un ciclo produttivo circolare e sostenibile.

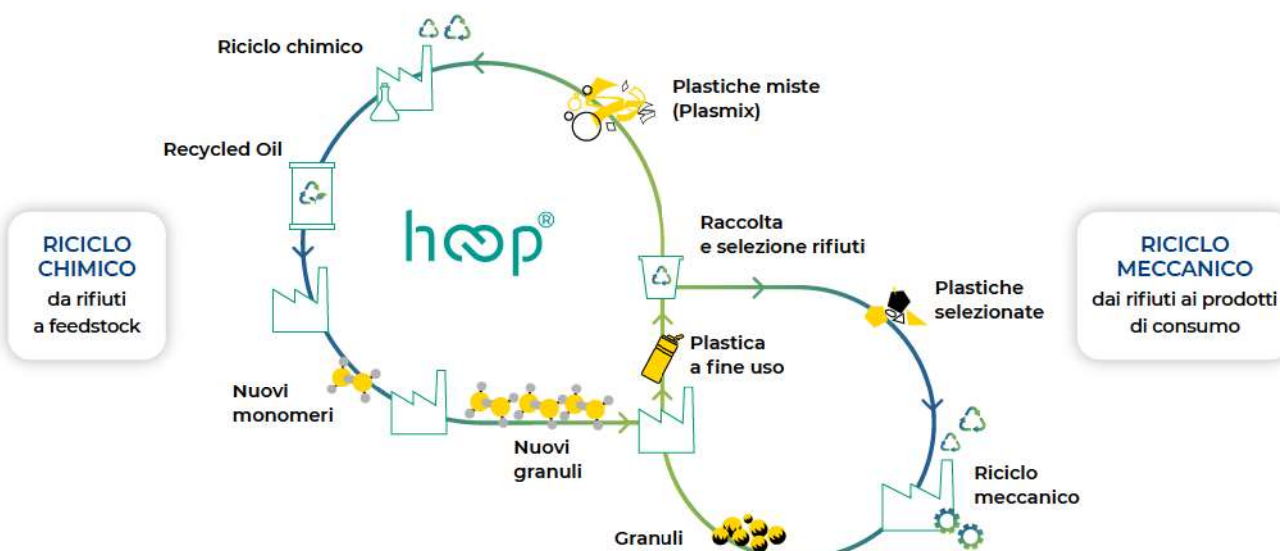
Infine, a testimonianza del continuo impegno di Versalis nella realizzazione di soluzioni innovative e sempre più sostenibili, è stato lanciato ReUp, il nuovo brand nel settore dell'arredamento e dell'home decor per la produzione e la commercializzazione di soluzioni in plastica ottenuta in tutto o in parte da fonti rinnovabili o da riciclo. In linea con la strategia volta a rafforzare la quota di mercato nei

segmenti ad alto valore aggiunto, Versalis ha perfezionato l'acquisizione del 100% di Tecnofilm SpA, azienda specializzata nel settore compounding.

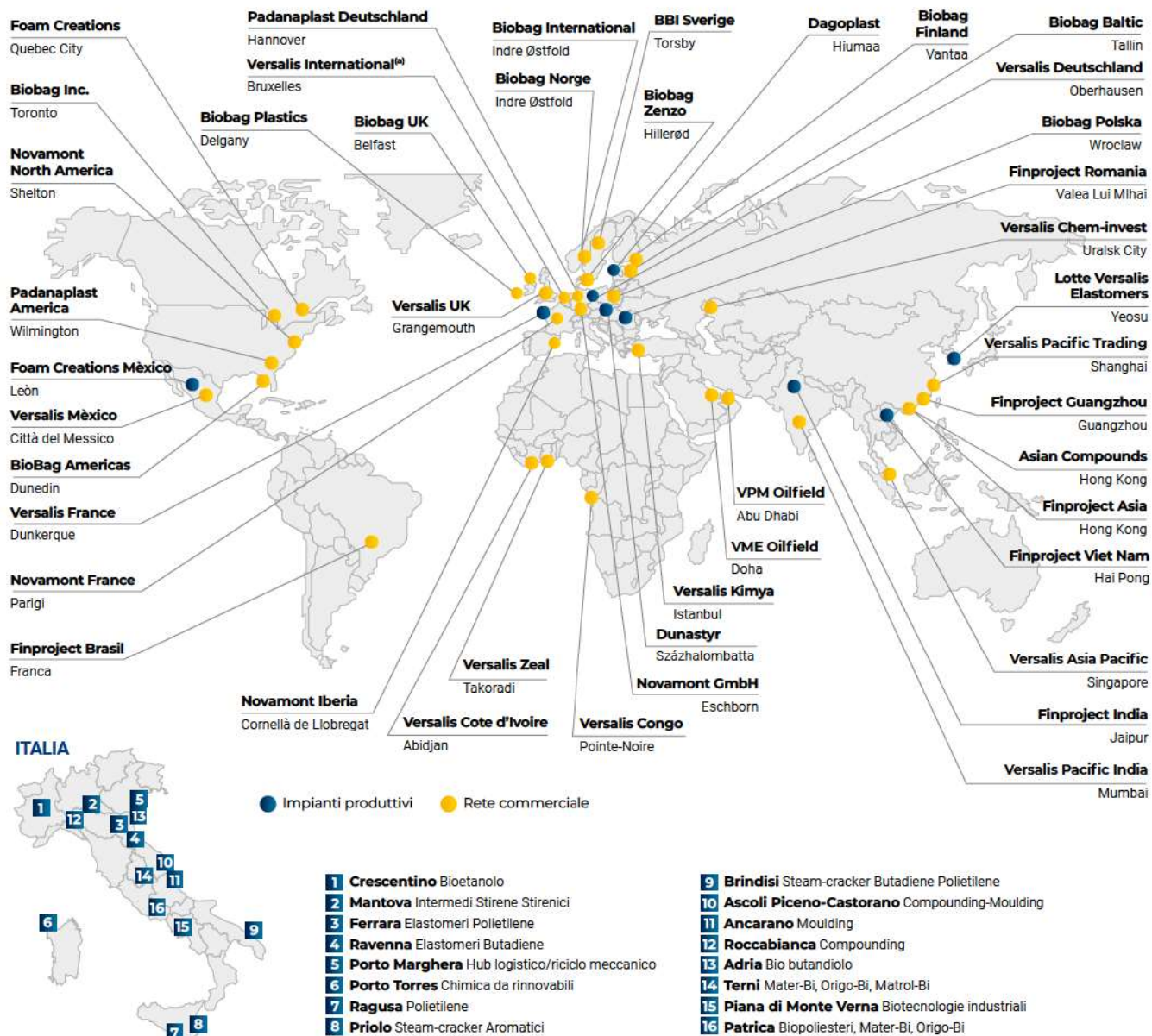
A gennaio 2025, Versalis ha sottoscritto una partnership strategica con Lummus Technology, azienda specializzata nell'ambito di processi tecnologici e soluzioni innovative per l'energia, per il licensing di tecnologie nella catena del fenolo. Con questa nuova partnership, Lummus e Versalis mirano a sviluppare soluzioni tecnologiche più sostenibili e massimizzare l'efficienza, contribuendo a soddisfare le esigenze in evoluzione di produttività, efficienza energetica e obiettivi di sostenibilità dei clienti.

Nel mese di marzo 2025, Versalis ha avviato un nuovo impianto a Porto Marghera per la produzione di plastiche a partire da materie prime riciclate meccanicamente. L'impianto è in grado di produrre fino a 20.000 tonnellate all'anno di polistirene cristallo (r-GPPS) e polistirene espandibile (r-EPS), utilizzando materia prima seconda (MPS) derivante dal riciclo di rifiuti di polistirene espanso (EPS) e soddisfacendo la crescente domanda di soluzioni più sostenibili dal punto di vista ambientale in diversi settori industriali e commerciali. Le produzioni ottenute dal nuovo impianto si inseriscono nella gamma Versalis Revive® dedicata ai prodotti da riciclo meccanico, e contengono dal 35% fino al 100% di plastiche riciclate post consumo.

PIATTAFORMA INTEGRATA PER IL RICICLO DELLA PLASTICA



LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI VERSALIS



(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)	2024	2023	2022
Intermedi	3.851	3.877	4.897
Polimeri	1.559	1.658	1.873
Biochem	206	57	5
Moulding & Compounding	69	71	81
PRODUZIONI	5.685	5.663	6.856
Consumi e perdite	(3.106)	(3.247)	(3.923)
Acquisti e variazioni rimanenze	590	701	819
TOTALE DISPONIBILITÀ	3.169	3.117	3.752
Intermedi	1.720	1.651	2.158
Polimeri	1.255	1.350	1.494
Oilfield chemicals	14	21	21
Biochem	116	28	3
Moulding & Compounding	64	67	76
TOTALE VENDITE	3.169	3.117	3.752

Le vendite di 3.169 mila tonnellate sono in lieve aumento rispetto al 2023 (+52 mila tonnellate, pari al +1,7%). In particolare, le principali variazioni sono state registrate negli Intermedi (olefine, aromatici e derivati del fenolo) +4,2% e nei polimeri (polietilene, stirenici ed elastomeri) -7%. Nel business compounding le vendite sono state pari a 64 mila tonnellate, in diminuzione del 4,5% rispetto al 2023. Vendite in calo anche nel business oilfield, pari a 14 mila tonnellate (-33,3%). Nuovi volumi di vendita derivano dalle società del gruppo Novamont e Matrica (consolidate da ottobre 2023), per 88 mila tonnellate.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente dell'1,9% rispetto al 2023, principalmente nel business olefine (calo del 3%) e dei derivati (calo dello 0,7%). Si registra un decremento dell'1,1% rispetto al 2023 anche nel business polimeri.

Le produzioni di 5.685 mila tonnellate (+22 mila tonnellate rispetto al 2023) risentono delle minori produzioni di intermedi (-26 mila tonnellate), in particolare aromatici e derivati. I decrementi produttivi del 2024 sugli impianti sono stati registrati presso i siti di Priolo (-195 mila tonnellate) e Mantova (-85 mila tonnellate), in miglioramento invece Dunkerque (+285 mila tonnellate).

Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 50,4%, in riduzione rispetto al valore registrato nel 2023 (51,4%).

ANDAMENTO PER BUSINESS

INTERMEDI

Nel 2024 i ricavi degli intermedi (€1.530 milioni) sono aumentati del 2,2% (+33 milioni rispetto al 2023). Si registra un aumento nei

volumi di vendita (69 mila tonnellate) del 4,2% rispetto al 2023. In particolare, migliorano le vendite di olefine (+14,6%), mentre peggiorano gli aromatici (-17,2%) e i derivati (-5,6%). I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente dell'1,9%, in particolare nelle olefine (-3,0%) e nei derivati (-0,7%). Le produzioni di intermedi (3.851 mila tonnellate) sono diminuite dello 0,7% rispetto al 2023 principalmente negli aromatici (-17,8%) e nei derivati (-9,4%).

POLIMERI

I ricavi dei polimeri (€1.976 milioni) sono diminuiti dell'8,2% rispetto al 2023 (-€176 milioni); l'effetto negativo è dovuto ad una riduzione dei volumi di vendita (-95 mila tonnellate) e dei prezzi medi di vendita dell'1,1%. Il decremento dei volumi venduti del business polietilene (-7,5%) è avvenuto per effetto della riduzione di volumi venduti LLDPE (-13,4%) e di HDPE (-17,4%), mentre risultano in controtendenza i volumi di EVA (+23,4%).

Per quanto riguarda gli elastomeri si è registrato un decremento delle vendite di laticci (-24,7%), EPR/EPDM (-11,4%) e BR (-1,9%), mentre sono risultate in aumento le vendite di gomme NBR (+2,6%) e SBR (+10,1%). I prezzi medi di vendita sono aumentati dell'1,3%. Il decremento dei volumi venduti degli stirenici, dovuto alla riduzione della domanda generalizzata, ha riguardato in particolare i prodotti GPPS (-5,1%) e HIPS (-23,5%).

Le produzioni di polimeri (1.559 mila tonnellate) sono diminuite del 6% rispetto al 2023, per le minori produzioni di stirenici (-10,3%), elastomeri (-9,2%) e polietilene (-0,8%).

OILFIELD CHEMICALS, BIOCHEM E MOULDING & COMPOUNDING

I ricavi del business Oilfield nel 2024 sono diminuiti del 19,6% (€19 milioni) rispetto al 2023, a causa della riduzione dei volumi di vendita pari al 33,3%. I ricavi del business Biochem nel 2024, pari a €316

milioni, sono significativamente aumentati rispetto al 2023 (+€233 milioni) grazie all'inclusione del gruppo Novamont nell'area di consolidamento a partire dal 1° ottobre 2023. I ricavi del business Moulding & Compounding sono diminuiti dell'8% (-€22 milioni) rispetto al 2023, per effetto del decremento dei volumi di vendita pari al 4,5%.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA

(€ milioni)	2024	2023	2022
Italia	1.987	2.051	2.999
Resto d'Europa	1.895	1.792	2.694
Asia	149	149	235
Americhe	154	146	180
Africa	76	96	104
Altre aree	5	2	3
	4.266	4.236	6.215

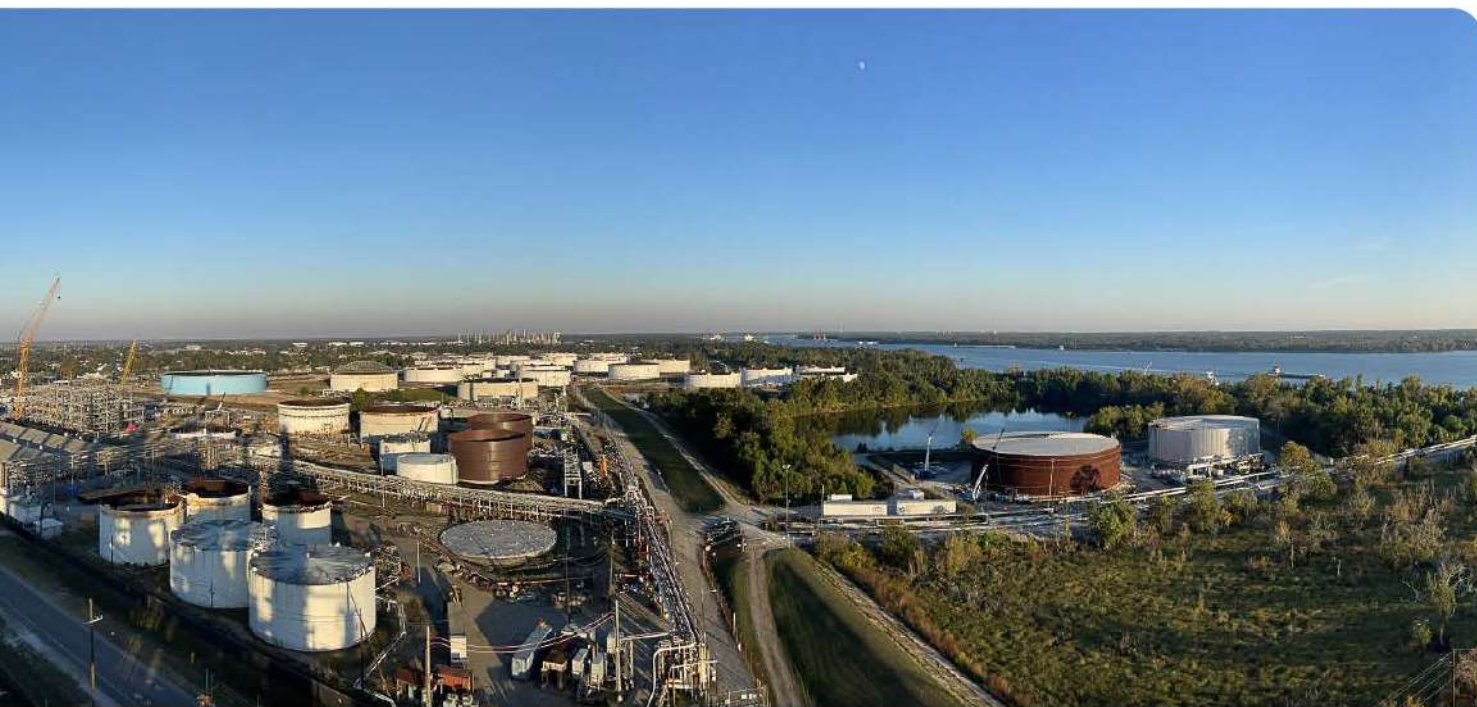
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER PRODOTTO

(€ milioni)	2024	2023	2022
Olefine	978	879	1.478
Aromatici	261	307	442
Derivati	291	311	448
Oilfield chemicals	78	97	83
Elastomeri	561	570	816
Stirenici	524	630	919
Polietilene	892	952	1.468
Biochem	316	83	25
Moulding & Compounding	256	276	327
Altro	109	131	209
	4.266	4.236	6.215

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)	2024	2023	2022
Refining	422	369	350
- Italia	422	364	350
- Estero	0	5	
Chimica	210	187	255
di cui:			
- manutenzione	44	28	115
- integrazione ed efficienza	38	46	22
- HSE e Asset integrity	69	73	90
- decarbonizzazione	2	4	4
- green & circular	48	30	20
- altro	9	6	5

Attività ambientali



REMEDIATION

Bonifica di aree contaminate per abilitare nuove opportunità di sviluppo sostenibile

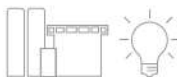


- Sviluppo e applicazione tecnologie di bonifica
- Gestione delle attività di decommissioning e di bonifica suoli e falda:
 - nei siti industriali dismessi e operativi
 - dei punti vendita (stazioni di servizio)
 - delle aree contaminate (es. per effrazioni su oleodotti)
- Pianificazione interventi di 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 Eni Plenitude, di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili
- Sviluppo di attività per Terzi (extra Eni), facendo leva sulle competenze maturate nel settore delle bonifiche e della gestione dei rifiuti

ATTIVITÀ DI BONIFICA

Sulla base delle competenze maturate e in accordo con gli Enti e gli stakeholder, Eni Rewind identifica i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle aree bonificate, consentendo il recupero ambientale di siti ex industriali e il rilancio dell'economia locale.

Eni Rewind opera in 17 siti di interesse nazionale e oltre 100 siti di interesse regionale, consolidando il suo ruolo di global contractor per tutte le realtà Eni.

Tra i principali progetti di bonifica presso i siti di proprietà, si segnalano in particolare gli interventi presso: Assemini, Avenza, Brindisi, Crotone, Gela, Porto Marghera, Porto Torres e Priolo.

Di particolare importanza, nel 2024, nell'ambito delle attività di bonifica suoli del sito di Porto Torres, in area "Minciareda", Eni Rewind ha proseguito le attività di bonifica dei suoli avvalendosi della piattaforma ambientale che nel corso del 2024 ha incrementato i quantitativi trattati (245 mgl ton rispetto ai 179 mgl ton dello scorso anno).

Dopo l'acquisizione del 100% delle quote della partecipata Progetto Nuraghe Srl, responsabile della gestione operativa della piattaforma, a giugno la società è stata fusa per incorporazione in Eni Rewind.

Nel sito di Brindisi, è stata ottenuta la certificazione di collaudo delle aree di Microsa a seguito del completamento degli interventi di confinamento fisico sinergici a quelli realizzati dal Comune. Inoltre, sono in fase conclusiva le attività di rimozione del cumulo antropico nell'area denominata "Oasi Protetta" e siamo in attesa di ricevere il certificato di avvenuta bonifica per le aree esterne.

Nel sito di Pieve Vergonte, nell'ambito delle attività di deviazione del torrente Marmazza, a valle del completamento degli iter locali per l'ottenimento delle autorizzazioni di secondo livello, a settembre 2024 è stata approvata la Variante del Progetto Operativo di Bonifica (POB) - Fase 1 da parte del MASE.

Per il sito di Crotone, ad agosto 2024, il MASE ha emesso il Decreto di approvazione dello stralcio al POB Fase II, che autorizza la bonifica delle aree ex Pertusola (discarica e aree interne) ed ex Agricoltura tramite scavo e smaltimento dei terreni contaminati richiedendo alla Regione – tra l'altro – di modificare il PAUR del 2019 con la rimozione del vincolo che vieta l'utilizzo di discariche

regionali. Gli Enti locali hanno richiesto l'annullamento del Decreto del MASE al TAR che ha fissato l'udienza di merito per il 19 febbraio 2025. Nelle more dell'eventuale modifica del PAUR, il MASE ha autorizzato l'utilizzo del deposito D15 come temporaneo (non soggetto al vincolo PAUR) per consentire l'avvio degli scavi, ma il 14 e 15 gennaio la Regione, seguita dal Comune e dalla Provincia con analoghi atti, hanno presentato esposti diffidando sia Eni Rewind che Sovreco a finalizzare il contratto per il conferimento dei rifiuti pericolosi nella discarica di Crotone, impedendo l'avvio degli scavi che era stato pianificato per il 20 gennaio.

WATER & WASTE MANAGEMENT

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque finalizzato all'attività di bonifica nei siti Eni e di sua proprietà, attraverso un sistema integrato di intercettazione dell'acquifero e di convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Il progetto di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento è proseguito nel 2024 nell'ambito di una più ampia iniziativa di ottimizzazione, con l'obiettivo di incrementare la competitività e la sostenibilità del business, la qualità del lavoro e la sicurezza di processo. I principali driver del progetto consistono nell'adozione di modelli operativi ottimizzati per la gestione degli impianti, già operativi in alcuni siti, facendo leva sul potenziamento della Control Room di San Donato Milanese e la digitalizzazione dei siti ad essa collegati. Ulteriore ambito di digitalizzazione è quello del processo manutentivo, che ha visto l'adozione di appositi software di gestione della manutenzione.

Attualmente sono operativi e gestiti 42 impianti di trattamento acque in Italia, con circa 36,5 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2024, in leggero aumento rispetto all'anno precedente. A dicembre 2024 sono stati riutilizzati 9,3 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento, in leggero aumento rispetto al 2023 per effetto dei maggiori volumi emunti per maggiore piovosità e di maggior ritiro di acque per usi industriali.

Eni Rewind si conferma centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti sia dalle proprie attività di risanamento e bonifica che dai siti di produzione Eni per cui effettua un servizio specialistico di "waste management service".

Eni Rewind ha gestito complessivamente nel 2024 circa 1,9 milioni di tonnellate di rifiuti, in aumento rispetto al 2023, 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 raffinazione Eni per le attività di messa in sicurezza d’emergenza (MISE) del sito di Sannazzaro e dei terreni prodotti a Livorno, per le attività preparatorie alla costruzione della Bioraffineria.

L’indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) è stato pari al 76,3% in lieve aumento rispetto al 2023 (75%), per effetto delle caratteristiche analitiche e granulometriche riscontrate nei rifiuti gestiti in sede di caratterizzazione, che ha permesso di massimizzare l’avvio a recupero dei rifiuti. I rifiuti pericolosi ammontano al 27% del totale. Rispetto al complessivo dei volumi gestiti da Eni Rewind nel 2024, la parte relativa ai clienti Eni attualmente costituisce circa l’80% del totale.

CERTIFICAZIONI

Eni Rewind persegue standard qualitativi elevati come dimostrato dal mantenimento di un Sistema di Gestione Integrato HSEQ certificato per i requisiti della ISO 14001:2015 (Sistema di Gestione Ambientale), ISO 45001:2018 (Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza dei lavoratori) e ISO 9001:2015 (Sistema di Gestione per la Qualità). La certificazione è estesa anche ai servizi erogati da Eni Rewind nei siti di Eni e società di Eni.

Nel corso del 2024, la società, con l’obiettivo di cogliere ulteriori opportunità d’espansione di mercato in ambito pubblico e/o privato pubblicistico ha acquisito la certificazione per l’esecuzione dei lavori ricadenti nella Categoria SOA OS-23 in Classifica VIII - illimitata, relativa alla demolizione di opere, che incrementa le categorie già ottenute con la medesima classifica per l’OG-12, relativa a opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale, per l’OS-14, relativa a impianti di smaltimento e recupero rifiuti e per l’OS-22, relativa a impianti di potabilizzazione e depurazione.

INIZIATIVE NON-CAPTIVE

Nel corso del 2024 è proseguita l’attività di consolidamento ed ampliamento del portafoglio di ordini da committenti non captive con particolare riferimento agli accordi esecutivi sottoscritti con un operatore italiano. Relativamente al contratto con Kuwait Raffinazione e Chimica SpA

siglato nel 2023, Eni Rewind, in Raggruppamento Temporaneo di Imprese (RTI) con le società Greenthesis e SIRAI, si è aggiudicata i lavori per la bonifica dell’area dell’ex stabilimento di Napoli (Aree Ex-raffineria, Ex Chimica e Via Del Pezzo). Nel 2024, oltre alla conclusione della progettazione esecutiva, sono state concluse le attività di campo propedeutiche all’esecuzione degli interventi, sono proseguite le attività di debombing e rimozione amianto e sono state avviate le attività di scavo, trattamento dei terreni con trattamento Land Farming, per la realizzazione delle platee per il deposito dei materiali e la realizzazione dell’impianto di desorbimento termico.

Tra maggio e giugno sono stati sottoscritti i contratti tra Invitalia e l’RTI, dove Eni Rewind è mandante, per svolgere le attività di progettazione, analisi ambientale e fornitura, installazione e gestione dell’impianto di desorbimento termico utilizzato per la bonifica dei terreni previsto dai Lotti I e II di Bagnoli.

Ad agosto è stata pubblicata la graduatoria che vede primo classificato l’RTI, in cui Eni Rewind partecipa in qualità di mandante per attività di analisi ambientale, posa di diaframma fisico e realizzazione capping, nell’ambito della gara bandita da Sogesid relativa alla Messa in Sicurezza Preventiva e riqualificazione dell’area ex Yard Belleli ubicata all’interno del porto di Taranto. Nel mese di ottobre è stato inoltre sottoscritto l’atto di costituzione dell’RTI.

Ad ottobre si è conclusa la fase tecnica del dialogo competitivo con Acque Novara VCO per la realizzazione e gestione a Trecate (NO) di un impianto di termovalorizzazione dei fanghi provenienti dalla depurazione delle acque reflue dei gestori dell’ATO 1 e dell’ATO 2 della regione Piemonte. La Società è tuttora in attesa dei riscontri da parte della Stazione Appaltante e dell’avvio della nuova fase di negoziazione. Eni Rewind opererà, in qualità di mandante di un RTI, come co-gestore in fase operativa.

Nel mese di novembre è stato sottoscritto tra Eni Rewind e Roma Capitale un contratto per attività ambientali su un’ex area industriale (Stabilimento Mira Lanza) situata in prossimità del fiume Tevere. Il progetto prevede l’integrazione al piano di caratterizzazione, l’esecuzione delle attività di indagine e analisi chimica ambientale, l’aggiornamento dell’analisi di Rischio e la redazione del Progetto Operativo di Bonifica.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2024	2023	2022
Acqua trattata	(milioni di metri cubi)	36,5	35,4	35,4
di cui riutilizzata		9,3	9,0	9,9
Gestione rifiuti	(milioni di tonnellate)	1,9	1,5	2,0
Rifiuti recuperati/recuperabili	(%)	76	75	74

Allegati

Risultati per settore di attività	90
Personale	95
Tabella di conversione dell'energia	96

Risultati per settore di attività

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	(€ milioni)	2024	2023	2022
Exploration & Production		54.440	55.773	61.834
Global Gas & LNG Portfolio e Power		18.876	24.168	58.119
Enilive e Plenitude		31.301	32.877	39.942
Refining e Chimica		21.210	23.061	26.633
Corporate e altre attività		1.905	1.830	1.785
Eliminazione utili interni e altre elisioni		(38.935)	(43.992)	(55.801)
		88.797	93.717	132.512

RICAVI DA TERZI

	(€ milioni)	2024	2023	2022
Exploration & Production		38.875	37.961	38.729
Global Gas & LNG Portfolio e Power		15.061	19.468	47.544
Enilive e Plenitude		28.794	29.917	37.637
Refining e Chimica		5.881	6.188	8.413
Corporate e altre attività		186	183	189
		88.797	93.717	132.512

UTILE OPERATIVO PER SETTORE

	(€ milioni)	2024	2023	2022
Exploration & Production		6.715	8.693	16.158
Global Gas & LNG Portfolio e Power		(909)	2.626	4.231
Enilive e Plenitude		1.589	(74)	(450)
Refining e Chimica		(1.681)	(2.121)	(606)
Corporate e altre attività		(371)	(948)	(1.961)
Effetto eliminazione utili interni		(105)	81	138
		5.238	8.257	17.510

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2024	2023	2022
Exploration & Production		6.353	6.271	6.130
Global Gas & LNG Portfolio e Power		267	295	268
Enilive e Plenitude		708	665	552
Refining e Chimica		161	142	150
Corporate e altra attività		144	140	138
Effetto eliminazione utili interni		(33)	(34)	(33)
Totale ammortamenti		7.600	7.479	7.205
Exploration & Production		2.203	1.043	432
Global Gas & LNG Portfolio e Power		101	(38)	(66)
Enilive e Plenitude		113	45	60
Refining e Chimica		455	726	674
Corporate e altre attività		28	26	40
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		2.900	1.802	1.140
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		10.500	9.281	8.345
Radiazioni		580	535	599
		11.080	9.816	8.944

2024	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	6.715	(909)	1.589	(1.681)	(371)	(105)	5.238	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			112	95		227	434	
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	9	(3)	38	177	(190)		31	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	2.203	101	113	455	28		2.900	
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	140						140	
- plusvalenze nette su cessione di asset	(25)		(1)	(2)	(10)		(38)	
- accantonamenti a fondo rischi	9		2	33			44	
- oneri per incentivazione all'esodo	21	1	(2)	19	34		73	
- derivati su commodity	(1)	1.740	(682)	(1)			1.056	
- differenze e derivati su cambi	22	228	(1)	6	3		258	
- altro	127	77	19	9	(20)		212	
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.505	2.144	(514)	696	(155)		4.676	
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	9.220	1.235	1.187	(890)	(526)	122	10.348	
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	3.802	39	(44)	177			3.974	
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	13.022	1.274	1.143	(713)	(526)	122	14.322	
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(171)	(8)	(30)	15	(311)		(505)	
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(389)	17	(37)	(73)			(482)	
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(2.215)	(11)		16			(2.210)	
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	1.198	45	(81)	120			1.282	
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	10.247	1.272	1.076	(755)	(837)	122	11.125	
Imposte sul reddito (i)	(5.470)	(485)	(352)	306	251	(42)	(5.792)	
Tax rate (%)							52,1	
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	4.777	787	724	(449)	(586)	80	5.333	
di cui:								
- interessenze di terzi							76	
- azionisti Eni							5.257	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.624	
Esclusione (utile) perdita di magazzino							308	
Esclusione special item							2.325	
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							5.257	

2023	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		8.693	2.626	(74)	(2.121)	(948)	81	8.257
Esclusione (utile) perdita di magazzino				47	557		(42)	562
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		81	1	36	337	193		648
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.043	(38)	45	726	26		1.802
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti								
- plusvalenze nette su cessione di asset		2			(9)	(4)		(11)
- accantonamenti a fondo rischi		7		8	11	13		39
- oneri per incentivazione all'esodo		42	6	22	31	57		158
- derivati su commodity		15	99	1.142	(1)			1.255
- differenze e derivati su cambi		73	(105)	2	11	3		(16)
- altro		168	824	29	96	(6)		1.111
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.431	787	1.284	1.202	282		4.986
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)		10.124	3.413	1.257	(362)	(666)	39	13.805
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)		3.414	186	(4)	408			4.004
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)		13.538	3.599	1.253	46	(666)	39	17.809
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)		(38)	1	(65)	9	(200)		(293)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)		(186)	15	(2)				(173)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)		(2.075)	(152)		(8)			(2.235)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)		1.153	49	(6)	400			1.596
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)		11.239	3.463	1.186	47	(866)	39	15.108
Imposte sul reddito (i)		(5.591)	(969)	(377)	(11)	253	(13)	(6.708)
Tax rate (%)								44,4
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)		5.648	2.494	809	36	(613)	26	8.400
di cui:								
- interessenze di terzi								78
- azionisti Eni								8.322
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								4.771
Esclusione (utile) perdita di magazzino								402
Esclusione special item								3.149
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								8.322

[illegible]

UTILE OPERATIVO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2024	2023	2022
Exploration & Production		9.220	10.124	16.631
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.235	3.413	2.333
Enilive e Plenitude		1.187	1.257	1.473
Refining e Chimica		(890)	(362)	645
Corporate e altre attività		(526)	(666)	(686)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		122	39	(10)
		10.348	13.805	20.386

UTILE NETTO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2024	2023	2022
Exploration & Production		4.777	5.648	10.957
Global Gas & LNG Portfolio e Power		787	2.494	1.176
Enilive e Plenitude		724	809	1.072
Refining e Chimica		(449)	36	931
Corporate e altre attività		(586)	(613)	(776)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento ^(a)		80	26	(4)
		5.333	8.400	13.356
<i>di cui:</i>				
azionisti Eni		5.257	8.322	13.301
interessenze di terzi		76	78	55

(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)	2024	2023	2022
Immobilizzazioni materiali lorde				
Exploration & Production		156.858	156.379	158.037
Global Gas & LNG Portfolio e Power		6.049	5.980	5.997
Enilive e Plenitude		13.796	12.498	6.544
Refining e Chimica		19.942	19.363	23.613
Corporate e altre attività		2.548	2.318	2.254
Effetto eliminazione utili interni		(617)	(651)	(633)
		198.576	195.887	195.812
Immobilizzazioni materiali nette				
Exploration & Production		51.502	48.859	49.532
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.182	1.335	1.425
Enilive e Plenitude		5.304	4.483	2.874
Refining e Chimica		1.535	1.404	2.286
Corporate e altre attività		538	422	433
Effetto eliminazione utili interni		(197)	(204)	(218)
		59.864	56.299	56.332

INVESTIMENTI

	(€ milioni)	2024	2023	2022
Exploration & Production		6.055	7.135	6.252
Global Gas & LNG Portfolio e Power		110	119	173
Enilive e Plenitude		1.303	1.064	754
Refining e Chimica		632	556	605
Corporate e altre attività		408	360	276
Effetto eliminazione utili interni		(23)	(19)	(4)
Investimenti tecnici		8.485	9.215	8.056
Investimenti in partecipazioni/business combination		2.593	2.592	3.311
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		11.078	11.807	11.367

PERSONALE

PERSONALE A FINE PERIODO

	(numero)	2024	2023	2022
Exploration & Production				
Italia		4.017	3.913	3.902
Esteri		5.171	5.927	5.831
		9.188	9.840	9.733
Global Gas & LNG Portfolio e Power				
Italia		765	740	729
Esteri		386	390	588
		1.151	1.130	1.317
Enilive e Plenitude				
Italia		3.827	3.656	3.342
Esteri		2.072	2.103	1.961
		5.899	5.759	5.303
Refining e Chimica				
Italia		7.559	7.702	7.077
Esteri		2.501	2.747	2.693
		10.060	10.449	9.770
Corporate e altre attività				
Italia		5.932	5.738	5.828
Esteri		262	226	237
		6.194	5.964	6.065
Totale occupazione a fine periodo				
		22.100	21.749	20.878
		10.392	11.393	11.310
		32.492	33.142	32.188

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 m³ petrolio	162,602 m³ gas	5.232 ft³ gas	
				5.800.000 btu		
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno				
1 metro cubo	(m³)	1.000 l petrolio	6,75 bbl	1.033 m³ gas	36.481 ft³ gas	
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49 l petrolio	7,299 bbl	1,161 m³ petrolio	1.187 m³ gas	41.911 ft³ gas

GAS						
1 metro cubo	(m³)	0,976 l petrolio	0,00675 bbl	35.314,67 btu	35.315 ft³ gas	
1.000 piedi cubi	(ft³)	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000 btu	27,317 m³ gas	0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m³ petrolio	28,3 m³ gas	1.000 ft³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52.000.000 btu	52.000 ft³ gas	

ENERGIA ELETTRICA						
1 megawattora=1.000 kWh	(MWh)	93,532 l petrolio	0,5883 bbl	0,0955 m³ petrolio	94,488 m³ gas	3.412,14 ft³ gas
1 terajoule	(TJ)	25.981,45 l petrolio	163,42 bbl	25,9814 m³ petrolio	26.939,46 m³ gas	947.826,7 ft³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8 l petrolio	0,68 bbl	0,109 m³ petrolio	112,4 m³ gas	3.968,3 ft³ 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 (ft³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m³)
ft³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,232	1	159	0,158984
l	0,035315	0,00675	1	0,001
m³	35,31485	6,75	10³	1



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2024: € 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

